

# वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये

## सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर

### याचिका

(हिन्दी रूपांतरण)

द्वारा:-

मध्य प्रदेश पाँवर मेनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड

शक्ति भवन, रामपुर, विद्युतनगर, जबलपुर

मध्य प्रदेश पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड

ब्लॉक क्र.-7, शक्ति भवन, रामपुर, विद्युतनगर, जबलपुर

मध्य प्रदेश मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड

बिजली नगर कालोनी, निष्ठा परिसर, गोविन्दपुरा, भोपाल

मध्य प्रदेश पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड

जीपीएच कम्पाऊन्ड, पोलो ग्राउन्ड, इन्दौर



**Disclaimer (अस्वीकृति):** वित्तीय वर्ष 2020-21 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 जबलपुर .....याचिकाकर्ता
- (2) मध्य प्रदेश पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,  
शक्ति भवन, विद्युत नगर, जबलपुर .....याचिकाकर्ता
- (3) मध्य प्रदेश पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,  
जी.पी.एच. कम्पाउन्ड, पोलोग्राउन्ड, इन्दौर .....याचिकाकर्ता
- (4) मध्य प्रदेश मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,  
बिजली नगर कालोनी, निष्ठा परिसर, गोविन्दपुरा, भोपाल .....याचिकाकर्ता

### विषय में:-

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 14 नवम्बर -2019 को जारी द्वितीय 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 2020-21 के लिए वितरण एवं खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए सकल राजस्व आवश्यकता और दर पुनरीक्षित याचिका प्रस्तुत करना।

उपरोक्त याचिकाकर्ता, आदरपूर्वक निम्नानुसार निवेदन करते है :-

- म.प्र. पॉवर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, (यहां और इसके पश्चात याचिकाकर्ता, म.प्र.पॉवर मै.कं.लि., कंपनी या अनुज्ञासिधारी 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।
- म.प्र.पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड (म.प्र.पू.क्षे.वि.वि.कं.लि.) (यहां और इसके बाद 'याचिकाकर्ता', 'म.प्र.पू.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 ब्लाक 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’, ‘मंप्र० म. क्षे०वि०वि०कं०लि०’, ‘कम्पनी’ या ‘अनुज्ञासिधारी’ के रूप में निरूपित हैं) 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 पांचवे 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’, ‘मंप्र०प०क्षे०वि०वि०कं०लि०’, कम्पनी’ या ‘अनुज्ञासिधारी’ के रूप में निरूपित हैं) 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 पांचवे 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.म. 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 हैं:-
  - i. म.प्र. पावर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (मंप्र० जेनको)
  - ii. म.प्र. पावर ट्रांसमीशन कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (मंप्र० ट्रॉसको)
  - iii. म.प्र. पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (म.प्र.पू.क्षे.वि.वि.कं.लि.)
  - iv. म.प्र. मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, भोपाल (म.प्र.म.क्षे.वि.वि.कं.लि.)
  - v. म.प्र. पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, इन्दौर (म.प्र.प.क्षे.वि.वि.कं.लि.)
6. 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 करार समाप्त हो गए हैं। 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 नामांतण के पश्चात इस आशय का प्रमाण पत्र 10 अप्रैल 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 कंपनियों से "प्रबंधन एवं कार्पोरेट कार्यों हेतु अनुबंध" पर हस्ताक्षर किया है। इस अनुबंध में समान प्रकृति के निम्नलिखित कार्यों हेतु आपसी सहमति व्यक्त की गयी है :-
  - i. नियामक आयोग के विनियम के अनुसार तीनों 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।

- ii. म.प्र. सरकार की अधिसूचना के अनुसार एवं भविष्य में इस हेतु प्राप्त होने वाले निर्देशों के अनुरूप खुदरा टैरिफ आदेश के अनुसार तीनों वितरण कंपनियों को विद्युत का आवंटन करना।
  - iii. 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 ।
  - iv. दीर्घकालीन एवं मध्यम अवधि के बिजली खरीदी के अवसर तलाश कर बिजली खरीदी के लिए आपसी खरीदी समझौतों को अंतिम रूप देना।
  - v. म.प्र. पावर मैनेजमेंट क. लि. के खर्चों को तीनों वितरण कंपनियों की विद्युत खरीदी लागत के एक हिस्से के रूप में को शामिल किया गया है।
11. उपरोक्त तथ्यों और परिस्थितियों की पृष्ठभूमि में, वर्तमान याचिका याचिकाकर्ताओं (MPPMCL, पूर्व डिस्कॉम, मध्य डिस्कॉम और पश्चिम डिस्कॉम) द्वारा धारा 61 और विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 62 (1) (डी) के तहत बनाई जा रही है । , "म.प्र.विद्युत नियामक आयोग (विद्युत और विधियों और शुल्क निर्धारण के सिद्धांतों के वितरण और खुदरा आपूर्ति के लिए शुल्क के निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2015 या (2015 का आरजी -35 (द्वितीय))" दिनांक 17 दिसम्बर 2015" इसके बाद माननीय आयोग द्वारा निर्धारित नियमों का पालन करते हुए वित्त वर्ष 2018-19 की अवधि के लिए वितरण और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए टैरिफ के निर्धारण के लिए "टैरिफ विनियम- 2015" या "विनियमन" के रूप में संदर्भित किया गया है । म.प्र.विद्युत नियामक आयोग द्वारा उपरोक्त विनियमन के लिए पहला संशोधन दिनांक 30 नवंबर 2018 को जारी किया गया था, जिसमें उसने नियंत्रण अवधि को वित्त वर्ष 2019-20 तक बढ़ा दिया है और वित्त वर्ष 2019-20 के लिए कुछ मानदंडों को मंजूरी दी है। एमपीईआरसी ने दिनांक 14 नवंबर 2019 को दूसरा संशोधन भी जारी किया है और वित्त वर्ष 2020-21 में नियंत्रण अवधि को और बढ़ा दिया है और वित्त वर्ष 2020-21 के लिए कुछ मानदंडों को मंजूरी दी है।
12. यह प्रस्तुत है कि बहुवर्षीय दर वित्त वर्ष 19-2018 से 21-2020 के लिए वर्तमान सकल राजस्व आवश्यकता और वित्त वर्ष 21-2020 के लिए दर याचिका को मानक मापदंडों और खंडों के अनुसार तैयार किया गया है जो टैरिफ विनियम एवं उक्त विनियम में जारी प्रथम संशोधन के अनुसार 2015 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 दिशानिर्देशों - 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 ।
13. 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 प्रभावपूर्ण 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 ।

14. 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 गई प्रक्रिया अनुसार आयोग द्वारा अनुमोदित किये गये वर्ष 2018-19 के खुदरा विद्युत प्रदाय आदेश के अनुसार किया जाये।
  
16. याचिकाकर्ताओं द्वारा सकल राजस्व आवश्यकता का आकंलन (ट्रासकों, जेनकों एवं वितरण कंपनियों के टु-अप को सम्मिलित कर) मध्य प्रदेश राज्य हेतु रु. 41332 करोड़, पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु रु. 12220 करोड़, मध्य क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 12913 करोड़ एवं पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 16199 करोड़ क्रमशः से किया गया हैं जिसमें वित्तीय वर्ष 2020-21 राजस्व अंतर मध्य प्रदेश राज्य हेतु 2000 करोड़, पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 596 करोड़, मध्य क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 627 करोड़, पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 777 करोड़ हैं। याचिकाताओं के द्वारा किये गये दावों का सारांश तालिका में दर्शाया गया है:-

Sr.	Particular	Unit	MP State	East	Central	West
1	Total ARR	Rs Crs.	41,332	12,220	12,913	16,199
2	Revenue at Current Tariffs	Rs Crs.	39,332	11,624	12,286	15,422
3	Total Revenue Gap (Including True-Up)	Rs Crs.	2000	596	627	777
4	Average Cost of Supply (Including True-up)	Rs./Unit	6.84	6.59	6.83	7.06

17. 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।

18. याचिकाकर्ता कोयला, तेल एवं गैस आधारित उत्पादन केन्द्रों में ईंधन 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।
19. 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 गंगाधर पटले महाप्रबंधक (रेग्युलेटरी अफेक्स), म.प्र.प.क्षे.वि.वि.कं.लि. इन्दौर ने श्री शैलेन्द्र जैन, उप निदेशक (वाणिज्य), 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 2020-21 के लिए सकल राजस्व आवश्यकता एवं दायर याचिका को पूर्ण अभिलेख मानते हुए रिकार्ड में स्वीकार करें,
- (बी) वित्तीय वर्ष 2020-21, म.प्र. राज्य हेतु 41,332 करोड़, म.प्र.पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 12,220 करोड़, म.प्र. मध्य क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 12,913 करोड़ तथा म.प्र. पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 16,199 करोड़ की सकल राजस्व आवश्यकता को (सभी कंपनियों की टु-अप राशियों को शामिल करते हुए) एवं राजस्व अंतर म.प्र. राज्य हेतु 2000 करोड़, म.प्र.पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 596 करोड़, म.प्र. मध्य क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 627 करोड़, म.प्र. पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 777 करोड़ मान्य एवं अनुमोदित करें,
- (सी) 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 करे,
- (डी) वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु याचिकाकर्ताओं (वितरण कंपनियों) द्वारा दर वृद्धि का प्रस्ताव कर विचारण करे एवं अनुमोदन प्रदान करे,
- (ई) वित्तीय वर्ष 2020-21 की सकल राजस्व आवश्यकता के आधार पर मुक्त अभिगम वाले ग्राहकों के संबंध में चक्रण प्रभार, बोल्टेज स्तर 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 करे,
- (एफ) 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,
- (जी) दायर की गई याचिका में वास्तविक रूप से प्रस्तुत तथ्यों को पूर्ण मानते हुए सुनने एवं रिकार्ड में दर्ज करें, तथ्यों एवं परिस्थितियों के अनुसार जैसा कि माननीय आयोग उचित समझे, यथोचित आदेश पारित करने की कृपा करे।

**दिनांक – 29 नवम्बर -2019**

सही/-

(एफ.के.मेश्राम)

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/-

( गंगाराम पटले )

महाप्रबंधक ( रेग्यूलेटरी अफेयर्स )

म.प्र. मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमि.

भोपाल

सही/-

(शैलेन्द्र जैन)

उप निदेशक (वाणिज्य)

म.प्र. पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमि.

इंदौर

## TABLE OF CONTENTS

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- .....	58
A5:	उपलब्धता का अनुमान .....	67
A6:	विद्युत क्रय की लागत .....	87
A7:	मके आय एवं व्यय .लि .पावर मैनेजमेंट कं.प्र. ....	123
A8:	विद्युत वितरण कम्पनियों का संचालन एवं संधारण व्यय-: .....	129
A9:	वितरण कंपनियों की निवेश योजना .....	132
A10:	विद्युत वितरण कंपनियों के - अन्य आय / व्यय .....	138
A11:	सकल राजस्व आवश्यकता.....	149
A12:	वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु दर प्रस्ताव .....	151
A13:	वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें .....	157
A14:	क्रास सब्सिडी अधिभार और अतिरिक्त शुल्क की गणना .....	163
A15:	मीटरयुक्त घरेलू उपभोक्ताओं के बिलिंग का तरीका .....	165
A16:	सेवान्त प्रसुविधाओं पेंशन), ग्रेच्युटी एवं अवकाश नगदीकरणका प्रावधान ( .....	168
A17:	विद्युत क्रय लागत समायोजन.....	171
A18:	दिशा निर्देशों का अनुपालन:.....	175
	निम्न दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी.....	185
	उच्च दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका .....	213

**तालिका सूची**

तालिका 1: ऊर्जा विक्रय (MUS).....	18
तालिका 2: ऊर्जा विक्रय LV 1 (MUS).....	20
तालिका 3: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत .....	21
तालिका 4: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत .....	21
तालिका 5: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत .....	22
तालिका 6 : ऊर्जा विक्रय LV 2 (MUS).....	22
तालिका 7: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत.....	22
तालिका 8: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	23
तालिका 9: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	23
तालिका 10: ऊर्जा विक्रय LV 3.1 (MUS).....	24
तालिका 11: ऊर्जा विक्रय LV 3.2 (MUS).....	24
तालिका 12: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र पूर्व – .....	24
तालिका 13: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र मध्य –र .....	25
तालिका 14: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र पश्चिम – .....	25
तालिका 15: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र पूर्व – .....	26
तालिका 16: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र मध्य –र .....	27
तालिका 17: अनुमानित विकास प्रतिशत क्षेत्र पश्चिम – .....	27
तालिका 18: ऊर्जा विक्रय LV-4.1 (MUS) .....	28
तालिका 19: ऊर्जा विक्रय LV-4.2 (MUS) .....	28
तालिका 20: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	28
तालिका 21: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	29
तालिका 22: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	29
तालिका 23: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत.....	30
तालिका 24: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	31
तालिका 25: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	31
तालिका 26: ऊर्जा विक्रय LV 5.1 (MUS).....	33
तालिका 27: अमीटरीकृत अस्थायी कृषि चक्रण अनुसार संयोजनों हेतु निर्धारण का अनुमानित खपत का विभक्तिकरण निम्नानुसार है :-.....	34
तालिका 28: अमीटरीकृत स्थायी कृषि संयोजनों हेतु चक्रण अनुसार आंकलन .....	34
तालिका 29: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत.....	34
तालिका 30: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	35
तालिका 31: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	36
तालिका 32: ऊर्जा विक्रय LV 5.2 (MUS) .....	36
तालिका 33: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	36
तालिका 34: मध्य क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	37
तालिका 35: पश्चिम क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	38
तालिका 36: ऊर्जा विक्रय LV 6 (MUS).....	39
तालिका 37: पूर्व क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :- .....	39

तालिका 38: मध्य क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :- .....	39
तालिका 39: पश्चिम क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-.....	40
तालिका 40: ऊर्जा विक्रय HV 1 (MUS) .....	41
तालिका 41: ऊर्जा विक्रय HV 2 (MUS) .....	42
तालिका 42: पूर्व क्षेत्र का विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण .....	42
तालिका 43: मध्य क्षेत्र का विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण .....	42
तालिका 44: ऊर्जा विक्रय HV 3 (MUS) .....	43
तालिका 45: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत - .....	43
तालिका 46: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत.....	44
तालिका 47: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत.....	44
तालिका 48: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	45
तालिका 49: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	45
तालिका 50: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाव गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	46
तालिका 51: ऊर्जा विक्रय HV 4 (MUS) .....	46
तालिका 52: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	47
तालिका 53: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	47
तालिका 54: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	47
तालिका 55: ऊर्जा का विक्रय HV 5 (MUS) .....	48
तालिका 56: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	48
तालिका 57: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	49
तालिका 58: मध्य क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	49
तालिका 59: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	50
तालिका 60: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	50
तालिका 61: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	51
तालिका 62: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	51
तालिका 63: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	51
तालिका 64: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	52
तालिका 65: ऊर्जा विक्रय HV 6 (MUS) .....	53
तालिका 66: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	53
तालिका 67: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	53
तालिका 68: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत .....	54
तालिका 69: ग्रिड से संबंध विद्युत उत्पादको हेतु विद्युत की आवश्यकता (MUS).....	55
तालिका 70: पूर्व क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण .....	55
तालिका 71: मध्य क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण .....	55
तालिका 72: पश्चिम क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण .....	56
तालिका 73: ऊर्जा विक्रय HV 8 (MUS) .....	57
तालिका 74: पूर्व क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत .....	57
तालिका 75: मध्य क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत.....	57
तालिका 76: पश्चिम क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत .....	57
तालिका 77: माहवार विक्रय प्रालेख .....	58

## वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव

---

तालिका 78: वितरण हानियां (%) .....	59
तालिका 79: वित्तीय वर्ष ) 19-2018प्रावधिक आवश्यकता बस-एक्स मासिक लिए के ((MUS) .....	61
तालिका 80: वितरण कंपनी एवं एक्स आवश्यकता ऊर्जा पर परिधि बस- (MUS) – वित्तीय वर्ष 20-2019 (पुनरीक्षित आंकलन) .....	62
तालिका 81: वितरण कंपनी एवं एक्स आवश्यकता ऊर्जा पर परिधि बस- (MUS) वित्तीय वर्ष (प्रक्षेपित) .....	63
तालिका 82: ऊर्जा आवश्यकता पर हानियों वितरण मानक –(MUS).....	65
तालिका 83: वास्तविक वितरण हानियों पर ऊर्जा आवश्यकता (MUS).....	66
तालिका 84: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर .....	68
तालिका 85: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर .....	68
तालिका 86: अनुबंधित क्षमता – म राज्य.प्र.(विद्यमान तथा नवीन) .....	69
तालिका 87: एक्स बस उपलब्धता (MUS) संयंत्रवार स्रोत.....	72
तालिका 88: वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए माहवार विजली की उपलब्धता.....	76
तालिका 89: नवकरणीय क्रय दायित्व (MUS) .....	80
तालिका 90: बेकडाउन आफ पावर (MUS) – पावर स्टेशनवार.....	82
तालिका 91: राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण .....	85
तालिका 92: आधिक्य विद्युत उपलब्धता का प्रबंधन MUS).....	86
तालिका 93: वित्तीय वर्ष विद्युत हेतु 21-2020क्रय लागत की कार्यप्रणाली.....	87
तालिका 94: वित्तीय वर्ष डिस्पैच आर्डर मेरिट हेतु 21-2020 .....	92
तालिका 95: मलागत कुल की क्रय विद्युत लिये के राज्य.प्र .....	95
तालिका 96: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत .....	99
तालिका 97: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत.....	104
तालिका 98: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत .....	109
तालिका 99: मलागतें विद्युत कुल लिए के राज्य.प्र.....	114
तालिका 100: पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें .....	114
तालिका 101: मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें.....	115
तालिका 102: पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें .....	115
तालिका 103: अन्तर राज्यीय पारेषण शुल्क (में करोड़ .रु) .....	116
तालिका 104: अन्त हुए करते शामिल को लाभों अनुषंगी तथा प्रेषण भार राज्य शुल्क पारेषण राज्यीय :(रुमें करोड़ .) .....	117
तालिका 105: मआवंटन कंपनीवार वितरण और लागतें की .लि.कं मैनेजमेंट पावर.प्र.....	118
तालिका 106: सकल विद्युत क्रय लागत .....	119
तालिका 107: पिछले कुछ वित्तीय वर्षों में विद्युत क्रय लागतों का रूज्ञान .....	121
तालिका 108: म(में करोड़ .रु) लागत की .लि.कं मैनेजमेंट पावर.प्र .....	123
तालिका 109: अन्य आय रु) करोड़(.....	124
तालिका 110: अन्य आय .....	126
तालिका 111: अवमूल्यन .....	127
तालिका 112: कर्मचारी लागत (रुमें करोड़ .) .....	129
तालिका 113: मान्य महंगाई भत्ता (%) .....	129
तालिका 114: प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय (में करोड़ .रु) .....	130
तालिका 115: मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय (रुक .रोड में ).....	131
तालिका 116: संचारण एवं संधारण व्ययों का सारांश (रुमें करोड़ .) .....	131

## **वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

तालिका 117: योजनावार पूंजीगत व्यय (रुमें करोड़ .) .....	132
तालिका 118: योजनावार पूंजीकरण (रुमें करोड़ .) .....	134
तालिका 119: वितरण कंपनीवार पूंजीगत कार्य प्रगति पर (में करोड़ .रु).....	136
तालिका 120: स्थायी परिसंपत्तियों में संयोजन (रुमें करोड़ .).....	136
तालिका 121: डिस्कॉम वाइज मूल्यहास (करोड़ रु) नियमानुसार - .....	138
तालिका 122: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज :- कंपनी वितरण विद्युत क्षेत्र पूर्व –.....	139
तालिका 123: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज :- कंपनी वितरण विद्युत क्षेत्र मध्य – .....	140
तालिका 124: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज :- कंपनी वितरण विद्युत क्षेत्र पश्चिम –.....	140
तालिका 125: विनियमन के अनुसार पूर्व वितरण कंपनी का कार्यशील पूंजी पर ब्याज (रूपये करोड़ में) .....	141
तालिका 126: विनियमन के अनुसार मध्य वितरण कंपनी का कार्यशील पूंजी पर ब्याज ( में करोड़ रूपये) .....	142
तालिका 127: विनियमन के अनुसार पश्चिम वितरण कंपनी का कार्यशील पूंजी पर ब्याज ( में करोड़ रूपये).....	143
तालिका 128: विनियमन के अनुसार वितरण कंपनीवार उपभोक्ता सुरक्षा निधि पर ब्याज (रूपये करोड़ में) .....	144
तालिका 129: विनियमन अनुसार पूर्व वितरण कंपनी का अंश पूंजी पर लाभ (रूपये करोड़ में).....	145
तालिका 130: विनियमन अनुसार मध्य वितरण कंपनी का अंश पूंजी पर लाभ (में करोड़ रूपये) .....	145
तालिका 131: विनियमन अनुसार पश्चिम वितरण कंपनी का अंश पूंजी पर लाभ (में करोड़ रूपये) .....	146
तालिका 132: विनियमन अनुसार डूबन्त एवं संदिग्ध ऋण (में करोड़ रूपये) .....	147
तालिका 133: अन्य आय और गैरट-हैरिफ आय (रूपये करोड़ में) .....	147
तालिका 134: एम सारांश आवश्यकता राजस्व सकल की .लि .कं मैनेजमेंट पावर.पी.(रूपये करोड़ में)।.....	149
तालिका 135: MPPMCL के लिए ARR का सारांश (रु करोड़) .....	150
तालिका 136: वित्त वर्ष 2020-21 के लिए प्रस्तावित टैरिफ का सारांश (रु करोड़) .....	153
तालिका 137: वित्त वर्ष 2020-21 के लिए श्रेणी राजस्व प्रस्तावित वार-(रु करोड़).....	153
तालिका 138: म वर्ष वित्तीय लिए के राज्य.प्र.2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना.....	160
तालिका 139: पूर्व क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना .....	160
तालिका 140: मध्य क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना .....	161
तालिका 141: पश्चिम क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना .....	162
तालिका 142: वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये अतिरिक्त अधिभार .....	164
तालिका 143: घरेलू उपभोक्ता के लिए मीटर से अधिकृत भार की गणना.....	165
तालिका 144: एक्चुरी के खाते में देयता की भावी अंशदान दर (%) .....	168
तालिका 145: सेवान्त प्रसुविधा उपबंधों की गणना (करोड़ रु)) .....	169
तालिका 146: डिस्कॉम के लिए टर्मिनल लाभ प्रावधान देयता (करोड़ रु).....	170

## Notes and Abbreviations

### In this Petition:

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

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

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

इस याचिका की विवेचना विस्तार से अलग-अलग तत्वों की वास्तविक आधार पर सकल राजस्व आवश्यकता के लिए गठन कर रही है जिसमें MYT FY 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 और वित्त वर्ष 2019-20 के लिए टैरिफ प्रस्ताव, टैरिफ विनियम, 2015 पर आधारित है और इसमें पहले संशोधन जारी किए गए हैं। वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 के लिए निम्नलिखित तत्वों के बारे में विस्तार से बताया गया है: -

- (ए) ऊर्जा विक्रय
- (बी) वितरण 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 ऋण
  - ix. एमपीपीएमसीएल लागत/आय
  - x. अन्य खर्चे, यदि कोई
  - 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 प्राप्ती एवं लागतों के अंतर घाटे/अतिशेष की गणना
- (एच) वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये दर प्रस्ताव
- (आई) दर प्रस्ताव का सरलीकरण
- (जे) वोल्टेजवार विद्युत प्रदाय की लागत
- (के) चक्रण प्रभारों, क्रॉस सबसिडी अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार
- (एल) ईधन प्रभार समायोजन प्रभार
- (एम) ईधन प्रभार का समायोजन
- (एन) दिशा-निर्देशों का अनुपालन

**पद्धति**

- 1.1.1 याचिकाकर्ता यहां एम.वाय.टी. अवधि वित्तीय वर्ष 2018-19 से वित्तीय वर्ष 2020-21 तक के लिए सकल राजस्व आवश्यकता एवं वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु दर याचिका वास्तविक एवं उचित अनुमानों एवं आंकड़ों की उपलब्धता की कठिनाई को ध्यान में रखते हुए विद्युत अधिनियम 2003 एवं दर विनियम 2015 के अन्तर्गत प्रस्तुत कर रहे हैं। यह याचिकाकर्ताओं द्वारा प्रक्षेपित खर्चों एवं प्राप्त होने वाले अनुमानित राजस्व अप्रैल 2020 से मार्च-2021 के अन्तर की राशि पर आधारित

है। याचिकाकर्ता इस याचिका में माननीय आयोग से निवेदन करते हैं कि एम.वाय.टी. अवधि 2018-19 से वित्तीय वर्ष 2020-21 की सकल राजस्व आवश्यकता एवं 2019-20 हेतु प्रस्तावित दरों को अनुज्ञेय करने का निवेदन करते हैं।

#### 1.1.2 संदर्भित

- वि.वर्ष 2018-19 अर्थात् 01 अप्रैल 2018 से 31 मार्च-2019 तक (प्रावधिक)
- वि.वर्ष 2019-20 अर्थात् 01अप्रैल 2019 से 31 मार्च 2020 (पुनरीक्षित)
- वि.वर्ष 2020-21 अर्थात् 01 अप्रैल 2020 से 31 मार्च 2021 (प्रक्षेपित)

A2: इस याचिका को दायर करने हेतु विनियामक आवश्यकता

2.1 विनियमन

यह याचिका मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा अधिसूचित निम्नलिखित विनियमन के प्रावधानों के आधार पर तैयार की गई है :

*“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 17<sup>th</sup> 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 (Second Amendment) Regulations, 2015 dated 14<sup>th</sup> November 2019” (Hereinafter referred to as “Second Amendment of Tariff Regulations, 2019) – Applicable for FY 2020-21;*

A3: विक्रयों का आंकलन

3.1 विक्रयों के आँकलन हेतु अपनाई गई विधि

- 3.1.1 विक्रय के प्रक्षेपण के उददेश्य से, वितरण अनुज्ञसिधारियों ने विगत चार वर्षों यथा वित्तीय वर्ष 2015-16, वि.वर्ष 2016-17, वि.वर्ष 2017-18 एवं वित्तीय वर्ष 2018-19 और 2019-20 के माह अगस्त-2019 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 2019-20 के लिए याचिका दायर करते समय वित्तीय वर्ष 2017-18 के वास्तविक आँकड़ों के आधार पर विक्रयों का प्रक्षेपण किया था। अब चूंकि वित्तीय वर्ष 2018-19 के वास्तविक आँकड़े उपलब्ध हैं, और यह देखा गया है कि वित्तीय वर्ष 2018-19 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 2019-2020 के विक्रय पूर्वानुमानों को पुनरीक्षित करना एवं तत्पश्चात् वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु विक्रय का प्रक्षेपण करना उचित होगा।
- 3.1.3 वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु विक्रय का प्रक्षेपण विगत 04 वर्षों की वास्तविक खपत एवं वित्तीय वर्ष 2019-20 के पुनरीक्षित अनुमान के तहत उपभोक्ताओं की संख्या, संयोजित भार एवं खपत के वास्तविक आँकड़ों 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 पृथक-पृथक, 3 वर्ष एवं 2 वर्ष के संयुक्त चक्रवृद्धि विकास दरों (सी.ए.जी.आर.) को विश्लेषण का आधार बनाया गया है। आँकड़ों के विश्लेषण के पश्चात्, पिछली चक्रवृद्धि विकास दरों से भावी उपभोक्ता के पूर्वानुमानों के लिए श्रेणी / उप-श्रेणी हेतु यथोचित विकास दरे परिकल्पित की गई है।
- 3.1.5 विगत वित्तीय वर्षों की चक्रवृद्धि विकास दरों का जो प्रति उपभोक्ता प्रति किलो वॉट विक्रय एवं सम्बद्ध भार को प्रयोग करते हुए प्रत्येक श्रेणी/उपश्रेणी की सम्बद्ध भार एवं श्रेणी में विक्रय का पूर्वानुमान किया गया है। विशिष्ट खपत तथा खपत प्रति उपभोक्ता और/ अथवा खपत प्रति किलोवॉट जो मूलभूत पूर्वानुमान समंक हैं, का उपयोग भार एवं विद्युत विक्रय के पूर्वानुमान हेतु किया जाता है। इस मॉडल 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 सी.ई.ए. द्वारा भी अनुशंसित किया गया है। प्रक्षेपण 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: ऊर्जा विक्रय (MUs)

TC	Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
		FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
LV 1	Domestic	4,138	4,675	5,170	4,329	4,980	5,624	4,214	4,512	4,815	12,681	14,167	15,609
LV 2	Non-Domestic	941	1,037	1,173	926	1,010	1,079	1,095	1,174	1,273	2,962	3,221	3,525
LV 3	WW & Street Light	374	374	390	345	369	386	443	501	570	1,162	1,244	1,346
LV 4	LT Industrial	338	382	418	283	289	311	623	661	708	1,244	1,332	1,437
LV 5.1	Agriculture Irrigation Pumps	5,505	6,399	7,264	5,311	6,532	7,066	9,033	9,432	9,573	19,849	22,363	23,903
LV 5.2	Agriculture related Use	5	5	6	4	5	5	2	2	2	11	12	13
LV6	LT EV	-	1	1	-	1	1	-	1	1	0	3	3
<b>Total (LT)</b>		<b>11,301</b>	<b>12,874</b>	<b>14,424</b>	<b>11,198</b>	<b>13,185</b>	<b>14,470</b>	<b>15,409</b>	<b>16,282</b>	<b>16,943</b>	<b>37,908</b>	<b>42,341</b>	<b>45,837</b>
HV 1	Railway Traction	-	55	55	-	55	55	-	-	-	0	110	110
HV 2	Coal Mines	465	464	466	27	28	28	-	-	-	492	492	494
HV 3.1	Industrial	2,277	2,541	2,911	2,995	3,104	3,448	4,011	4,266	4,553	9,283	9,911	10,912
HV 3.2	Non-Industrial	244	248	261	435	454	474	469	486	516	1,148	1,188	1,251
HV 4	Seasonal	8	8	9	2	2	2	11	14	16	21	24	27
HV 5.1	Public Water Works	10	11	12	5	6	7	146	160	176	161	177	195
HV 5.1	Irrigation	15	16	16	9	11	12	9	9	10	33	36	38
HV 5.2	Other Agricultural	99	104	119	208	228	252	500	592	686	807	924	1,057
HV 6	Bulk Residential Users	261	266	275	151	148	145	31	32	32	443	446	452
HV 7	Start Up Power	1	1	1	2	2	2	12	13	15	15	16	18
HV 8	HT EV	-	2	2	-	-	3	-	3	3	0	5	8
<b>Total (HT)</b>		<b>3,380</b>	<b>3,715</b>	<b>4,126</b>	<b>3,833</b>	<b>4,038</b>	<b>4,430</b>	<b>5,189</b>	<b>5,576</b>	<b>6,007</b>	<b>12,402</b>	<b>13,329</b>	<b>14,563</b>
<b>TOTAL LT+HT</b>		<b>14,681</b>	<b>16,590</b>	<b>18,550</b>	<b>15,032</b>	<b>17,222</b>	<b>18,900</b>	<b>20,599</b>	<b>21,858</b>	<b>22,951</b>	<b>50,312</b>	<b>55,670</b>	<b>60,400</b>

### 3.2 श्रेणीवार विक्रय का प्रक्षेपण

याचिकाकर्ता एतद् द्वारा वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए श्रेणीवार विक्रयों के प्रक्षेपण हेतु अपनाई गई विधि विस्तार में प्रस्तुत कर रहे हैं :-

#### 3.2.1 LV-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 19.82 लाख अतिरिक्त घरेलू परिवारों का विद्युत वितरण कंपनियों ने संयोजित किया है। अतः वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये पुनरीक्षित आंकलन एवं वित्तीय वर्ष 2020-21 के अनुमानित गणना के लिये सामान्य वृद्धि के अलावा सौभाग्य योजना के अन्तर्गत आने वाले अतिरिक्त संयोजनों पर भी विचार किया गया है।

##### 3.2.1.3 उपभोक्ताओं में वृद्धि की पुष्टि करने के बाद, निम्नलिखित अनुमान LV-1 श्रेणी के लिए गए हैं।

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

**तालिका 2: ऊर्जा विक्रय LV 1 (MUs)**

Area	Sub Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
		FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
Urban	Metered	1,862	1,930	2,077	2,589	2,899	3,365	2,461	2,676	2,909	6,912	7,505	8,351
Urban	Un-metered	-	-	-	-	-	-	0	-	-	0	0	0
Urban	Temporary	15	18	18	17	17	18	27	27	25	59	62	61
<b>Urban</b>	<b>Total</b>	<b>1,878</b>	<b>1,948</b>	<b>2,095</b>	<b>2,605</b>	<b>2,916</b>	<b>3,383</b>	<b>2,488</b>	<b>2,703</b>	<b>2,935</b>	<b>6,971</b>	<b>7,567</b>	<b>8,413</b>
Rural	Metered	1,901	2,318	2,666	1,183	1,637	1,815	1,710	1,795	1,868	4,794	5,750	6,349
Rural	Un-metered	357	406	406	540	424	424	11	10	10	908	840	840
Rural	Temporary	3	4	4	2	2	2	5	4	3	10	10	9
<b>Rural</b>	<b>Total</b>	<b>2,261</b>	<b>2,727</b>	<b>3,075</b>	<b>1,724</b>	<b>2,063</b>	<b>2,241</b>	<b>1,726</b>	<b>1,809</b>	<b>1,881</b>	<b>5,711</b>	<b>6,599</b>	<b>7,197</b>
Total	Metered	3,763	4,248	4,743	3,771	4,537	5,180	4,171	4,471	4,777	11,705	13,256	14,700
Total	Un-metered	357	406	406	540	424	424	11	10	10	908	840	840
Total	Temporary	18	22	22	19	19	20	32	31	28	69	72	70
<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>4,138</b>	<b>4,675</b>	<b>5,170</b>	<b>4,329</b>	<b>4,980</b>	<b>5,624</b>	<b>4,214</b>	<b>4,512</b>	<b>4,815</b>	<b>12,681</b>	<b>14,167</b>	<b>15,609</b>

### 3.2.1.4 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस क्षेत्र में वित्तीय वर्ष 2020-2021 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया है :-

**तालिका 3: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत**

Area	Category	Urban	Rural
Metered	Consumer	7.50% Nominal Growth rate has been considered	15.00% Nominal Growth rate has been considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.17 No growth rate has been considered	0.35 No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	11.91% 5 Month Variation has been considered	4.54% 5 Month Variation has been considered
Un-metered	Consumer	0.00% No growth rate has been considered	0.00% No growth rate has been considered
	Average Load per Consumer	0.99 No growth rate has been considered	0.23 No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	0.00% No growth rate has been considered	0.00% No growth rate has been considered
Temporary	Consumer	0.43% 3-year CAGR considered	0.08% 3 year CAGR considered
	Average Load per Consumer	1.41 No growth rate has been considered	1.43 No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	0.00% No growth rate has been considered	0.00% No growth rate has been considered

### 3.2.1.5 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस क्षेत्र में वित्तीय वर्ष 2020-2021 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया है :-

**तालिका 4: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत**

Area	Category	Urban	Rural
Metered	Consumer	8.00% Nominal Growth rate has been considered	6.06% Nominal Growth rate has been considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.52 No growth rate has been considered	0.56 No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	4.70% 5 Month Variation has been considered	8.30% 5 Month Variation has been considered
Un-metered	Consumer	0.00%	0.00%
	Average Load per Consumer	3.79 No growth rate has been considered	0.44 No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	0.00%
Temporary	Consumer	0.00%	0.00%
	Average Load per Consumer	1.36 No growth rate has been considered	1.56 3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	0.00% No growth rate has been considered

### 3.2.1.6 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस क्षेत्र में वित्तीय वर्ष 2020-2021 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया है :-

**तालिका 5: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास का प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	7.79%	Nominal Growth rate has been considered	4.06%	Nominal Growth rate has been considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.48	No growth rate has been considered	0.57	No growth rate has been considered
	Average consumption per consumer per month	0.88%	2 year CAGR Considered	0.00%	2 year CAGR Considered
Un-metered	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Average Load per Consumer	0		0.22	
	Average consumption per consumer per month	0.00%		0.00%	
Temporary	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Average Load per Consumer	1.87		1.56	
	Average consumption per consumer per month	0.00%		0.00%	

### 3.2.2 LV-2: गैर-घरेलू

वित्तीय वर्ष 2020-2021 के लिए भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 6 : ऊर्जा विक्रय LV 2 (MUs)**

Sub Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
Metered	911	1,005	1,139	881	956	1,022	1,048	1,129	1,223	2,840	3,090	3,384
Temporary	30	32	35	45	54	57	47	45	50	122	131	142
<b>Total</b>	<b>941</b>	<b>1,037</b>	<b>1,173</b>	<b>926</b>	<b>1,010</b>	<b>1,079</b>	<b>1,095</b>	<b>1,174</b>	<b>1,273</b>	<b>2,962</b>	<b>3,221</b>	<b>3,525</b>

### 3.2.2.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 7: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	7.39%	2 year CAGR Considered	14.34%	1 year Considered
	Average Load (kW) per Consumer	4.49%	5 month variation has been considered	5.11%	5 month variation has been considered

Area	Category	Urban		Rural	
	Average consumption per kW per month	0.89%	5 month variation has been considered	13.61%	5 month variation has been considered
Temporary	Consumer	3.94%	5 month variation has been considered	14.34%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	3 year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been Considered
	Average consumption per consumer per month	3.02%	5 month variation has been considered	0.00%	No Growth rate has been Considered

### 3.2.2.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 8: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	3.51%	3 year CAGR Considered	16.31%	3 year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	2.70%	3 year CAGR Considered	2.99%	3 year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	4.52%	4 Month variation Considered	3.84%	5 Month variation Considered
Temporary	Consumer	2.94%	3 year CAGR Considered	26.64%	3 year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth rate has been Considered	0.00%	No Growth rate has been Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth rate has been Considered	0.00%	No Growth rate has been Considered

### 3.2.2.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 9: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	3.44%	3-year CAGR Considered	9.51%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	3.34%	3-year CAGR Considered	2.36%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth rate has been Considered	1.46%	3-year CAGR Considered
Temporary	Consumer	0.52%	3-year CAGR Considered	20.05%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.97%	3-year CAGR Considered	7.34%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth rate has been Considered	0.00%	No Growth rate has been Considered

### 3.2.3 LV-3.1: सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश

वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं 2020-2021 के लिए सार्वजनिक जल प्रदाय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 10: ऊर्जा विक्रय LV 3.1 (MUs)**

Sub Category	East Discom		Central Discom		West Discom		MP State	
	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21
Municipal Corp.	44	45	98	104	48	52	187	197
Nagar Panchayat	52	53	77	77	60	65	184	190
Gram Panchayat	136	149	73	79	229	277	387	457
Temporary	5	5	8	9	4	5	19	18
<b>Total</b>	<b>237</b>	<b>252</b>	<b>256</b>	<b>269</b>	<b>341</b>	<b>399</b>	<b>777</b>	<b>862</b>

वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं 2020-2021 के लिए सार्वजनिक पथ प्रकाश प्रक्षेपण निम्नानुसार है-

**तालिका 11: ऊर्जा विक्रय LV 3.2 (MUs)**

Sub Category	East Discom		Central Discom		West Discom		MP State	
	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21
Municipal Corp.	55	55	59	62	53	57	174	170
Nagar Panchayat	54	54	47	47	52	56	148	153
Gram Panchayat	27	29	7	8	56	58	86	93
<b>Total</b>	<b>137</b>	<b>138</b>	<b>114</b>	<b>117</b>	<b>160</b>	<b>171</b>	<b>410</b>	<b>415</b>

#### 3.2.3.1 सार्वजनिक जल प्रदाय

##### 3.2.3.1.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 12: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र**

Area	Category	Urban		Rural	
Municipal Corporation	Consumer	3.00%	Nominal Growth Considered	0.04%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.21%	3-year CAGR Considered	0.26%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	3.00%	3-year CAGR Considered	4.81%	5-month Variation growth
Nagar Panchayat	Consumer	0.50%	Nominal Growth Considered	17.27%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.54%	3-year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.26%	3-year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Gram Panchayat	Consumer	1.00%	Nominal Growth Considered	5.00%	3-year CAGR Considered

	Average Load (kW) per Consumer	1.25%	3-year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Temporary	Consumer	0.77%	3-year CAGR Considered	6.86%	2 year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No growth rate Considered	0.00%	No growth rate considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No growth rate Considered	0.00%	No growth rate considered

### 3.2.3.1.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 13: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र**

Area	Category	Urban		Rural	
Municipal Corporation	Consumer	3.51%	3-year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	1.69%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Nagar Panchayat	Consumer	2.44%	3-year CAGR Considered	0.55%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	3.07%	3-year CAGR Considered	7.33%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	2.63%	3-year CAGR Considered
Gram Panchayat	Consumer	8.38%	3 year CAGR Considered	6.40%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	6.74%	3 year CAGR Considered	5.94%	3-year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Temporary	Consumer	5.11%	3 year CAGR Considered	10.86%	3-year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No growth rate considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No growth rate considered

### 3.2.3.1.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 14: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र**

Area	Category	Urban		Rural	
Municipal Corporation	Consumer	5.00%	Nominal Considered	14.50%	Nominal Considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.05%	3 year CAGR Considered	5.27%	3 year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	3.37%	3 year CAGR Considered	0%	No growth rate considered.

Nagar Panchayat	Consumer	3.26%	3 year CAGR Considered	12.52%	Nominal growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	3.36%	3 year CAGR Considered	4.42%	2year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Gram Panchayat	Consumer	3.49%	3 year CAGR Considered	14.00%	3 year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.52%	3 year CAGR Considered	6.79%	3 year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.37%	3 year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Temporary	Consumer	14.07%	3 year CAGR Considered	15%	Nominal Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	39.48%	3 year CAGR Considered	0%	No Growth rate considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No growth rate considered

### 3.2.3.2 LV-3.2: पथ प्रकाश

#### 3.2.3.2.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 15: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र**

Area	Category	Urban		Rural	
Municipal Corporation	Consumer	4.75%	3 Year CAGR Considered	4.00%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.81%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	4.07%	3 Year CAGR Considered
Nagar Panchayat	Consumer	0.04%	3 Year CAGR Considered	10.00 %	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.24%	3 Year CAGR Considered	1.92%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	2.71%	3 Year CAGR Considered	0.83%	3 Year CAGR Considered
Gram Panchayat	Consumer	2.71%	3 Year CAGR Considered	4.50%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	6.28%	3 Year CAGR Considered	0.56%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

#### 3.2.3.2.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 16: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र**

<b>Area</b>	<b>Category</b>	<b>Urban</b>		<b>Rural</b>	
Municipal Corporation	Consumer	5.56%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Nagar Panchayat	Consumer	3.14%	3 Year CAGR Considered	23.86%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	4.91%	3 Year CAGR Considered	15.66%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Gram Panchayat	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	16.37%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	10.34%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### **3.2.3.2.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी**

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 17: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र**

<b>Area</b>	<b>Category</b>	<b>Urban</b>		<b>Rural</b>	
Municipal Corporation	Consumer	7.48%	3 Year CAGR Considered	0%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0 %	No growth
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Nagar Panchayat	Consumer	8.72%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Gram Panchayat	Consumer	1.39 %	3 Year CAGR Considered	1.39%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	3.17%	3 Year CAGR Considered	1.90%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	3.47%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### **3.2.4 LV-4. औद्योगिक**

वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं 2020-2021 LV 4.1 गैर मौसमी औद्योगिक प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 18: ऊर्जा विक्रय LV-4.1 (MUs)**

Sub Category	East Discom		Central Discom		West Discom		MP State	
	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21
Up to 25HP	184	200	145	152	261	269	590	621
Above 25HP to 100HP	119	130	112	119	247	254	478	503
Above 100HP	64	71	29	36	144	175	237	282
Temporary LT Ind.	14	17	1	1	2	2	17	20
<b>Total</b>	<b>381</b>	<b>417</b>	<b>287</b>	<b>308</b>	<b>654</b>	<b>700</b>	<b>1322</b>	<b>1425</b>

वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं 2020-2021 LV 4.2 मौसमी औद्योगिक प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 19: ऊर्जा विक्रय LV-4.2 (MUs)**

Sub Category	East Discom		Central Discom		West Discom		MP State	
	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21	FY 20	FY 21
Up to 25HP	0	0	0	0	3	3	3	3
Above 25HP to 100HP	1	1	2	2	3	3	6	6
Above 100HP	1	1	1	1	2	2	4	4
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>

### 3.2.4.1 LV-4.1 गैर मौसमी औद्योगिकी

#### 3.2.4.1.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 20: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Load	Category	Urban		Rural	
Upto 25HP	Consumer	8.00%	Nominal Growth Considered	8.00%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.21%	3 Year CAGR Considered	0.90%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	2.82%	5-month variation Considered	4.26%	5-month variation Considered
Above 25HP to 100HP	Consumer	5.00%	Nominal Growth Considered	15.00%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Considered	0.57%	5-month variation Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Considered
Above 100HP	Consumer	8.08%	5-month variation Considered	15.00%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Considered	0.03%	3 Year CAGR Considered

	Average consumption per consumer per month	0.00%	3 Year CAGR Considered	0.01%	3 Year CAGR Considered
Temporary	Consumer	6.00%	Nominal Growth Considered	5.00%	Nominal Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	6.89%	3 Year CAGR Considered	11.81%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.06%	3 Year CAGR Considered	0.15%	3 Year CAGR Considered

### 3.2.4.1.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 21: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Load	Category	Urban		Rural	
Upto 25HP	Consumer	5.00%	Nominal Growth Rate Considered	4.69%	YoY Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.88%	4 Month Variation Considered	1.53%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	4.05%	4 Month Variation Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 25HP to 100HP	Consumer	5.01%	3 Year CAGR Considered	23.24%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.15%	YoY Growth Rate Considered	1.12%	YoY Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	2.38%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 100HP	Consumer	10.00%	Nominal Growth Rate Considered	5.35%	YoY Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.37%	4 Month Variation Considered	4.36%	4 Month Variation Considered
	Average consumption per consumer per month	6.16%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Temporary	Consumer	2.86%	3 Year CAGR Considered	2.42%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	2.20%	3 Year CAGR Considered	5.71%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	3.30%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.4.1.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 22: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Load	Category	Urban		Rural	
Upto 25HP	Consumer	2.50%	Nominal Growth Rate Considered	2.87%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.40%	3 Year CAGR Considered	0.37%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 25HP to 100HP	Consumer	2.66%	3 Year CAGR Considered	15%	Growth Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	3.72%	3 Year CAGR Considered
Above 100HP	Consumer	15%	Nominal Growth rate Considered	40%	Growth rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.55%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.29%	3 Year CAGR Considered	0.64%	3 Year CAGR Considered
Temporary	Consumer	4.55%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.4.2 LV-4.2: मौसमी औद्योगिक

भविष्य के प्रक्षेपण इस प्रकार हैं:

#### 3.2.4.2.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास निम्नानुसार दर्शाये गये हैं :-

**तालिका 23: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Upto 25HP	Consumer	11.57%	3 Year CAGR Considered	50.00%	5-month Variation considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 25HP to 100HP	Consumer	8.64%	3 Year CAGR Considered	50.00%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

Area	Category	Urban		Rural	
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 100HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.02%	3 Year CAGR Considered

### 3.2.4.2.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास निम्नानुसार दर्शाये गये हैं :-

**तालिका 24: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Up to 25HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	2.57%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per kW per month	10.00%	Nominal Growth rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 25HP to 100HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	8.39%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 100HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	Nominal Growth rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.4.2.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए अनुमानित विकास निम्नानुसार दर्शाये गये हैं :-

**तालिका 25: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Up to 25HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.44%	3 Year CAGR Considered	1.97%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per kW per month	2.95%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

<b>Area</b>	<b>Category</b>	<b>Urban</b>		<b>Rural</b>	
Above 25HP to 100HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	5.72%	2 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	5.72%	2 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 100HP	Consumer	50%	Growth Considered	0.00%	Nominal Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.5 LV-5.1: कृषि

LV 5.1 कृषि श्रेणी के लिए प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 26: ऊर्जा विक्रय LV 5.1 (MUs)

Area	Sub-category	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
Urban	Metered General	8	7	8	44	49	53	6	6	6	58	62	67
Urban	Metered Temporary	1	1	1	4	5	4	1	1	1	6	7	6
Urban	Unmetered General	318	356	406	150	207	240	173	183	187	641	746	833
Urban	Unmetered Temporary	4	5	5	2	2	2	7	8	9	13	15	16
<b>Urban</b>	<b>Total</b>	<b>331</b>	<b>369</b>	<b>420</b>	<b>200</b>	<b>263</b>	<b>299</b>	<b>187</b>	<b>198</b>	<b>202</b>	<b>718</b>	<b>830</b>	<b>921</b>
Rural	Metered General	2	3	4	6	15	24	2	2	3	10	20	31
Rural	Metered Temporary	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
Rural	Unmetered General	5,037	5,872	6,694	5,011	6,169	6,663	8,702	9,074	9,192	18750	21115	22549
Rural	Unmetered Temporary	135	155	147	93	83	79	142	158	175	370	396	401
<b>Rural</b>	<b>Total</b>	<b>5,174</b>	<b>6,030</b>	<b>6,845</b>	<b>5,110</b>	<b>6,269</b>	<b>6,766</b>	<b>8,846</b>	<b>9,234</b>	<b>9,371</b>	<b>19130</b>	<b>21533</b>	<b>22982</b>
Total	Metered General	10	10	12	50	65	76	8	8	9	68	83	97
Total	Metered Temporary	1	1	1	5	6	6	1	1	1	7	8	8
Total	Unmetered General	5,355	6,228	7,100	5,160	6,376	6,903	8,875	9,257	9,379	19390	21861	23382
Total	Unmetered Temporary	139	159	151	96	85	81	149	166	184	384	410	416
<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>5,505</b>	<b>6,399</b>	<b>7,264</b>	<b>5,311</b>	<b>6,532</b>	<b>7,066</b>	<b>9,033</b>	<b>9,432</b>	<b>9,573</b>	<b>19849</b>	<b>22363</b>	<b>23903</b>

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 2019-20 हेतु जारी आदेश में निर्धारित मानदण्डों के अनुसार किया गया है। विवरण निम्नानुसार है :-

**तालिका 27: अमीटरीकृत अस्थायी कृषि चक्रण अनुसार संयोजनों हेतु निर्धारण का अनुमानित खपत का विभक्तिकरण निम्नानुसार है :-**

Phase	Figures in Unit			
	Urban		Rural	
	2019-20	2020-21	2019-20	2020-21
Three Phase	220	220	195	195
Single Phase	230	230	205	205

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

**तालिका 28: अमीटरीकृत स्थायी कृषि संयोजनों हेतु चक्रण अनुसार आंकलन**

Figures in Unit	Three Phase		Single Phase		
	Months	Urban	Rural	Urban	Rural
April	95	95	95	95	95
May	95	95	95	95	95
June	95	95	95	95	95
July	95	95	95	95	95
Aug	95	95	95	95	95
Sept	95	95	95	95	95
Oct	170	170	180	180	
Nov	170	170	180	180	
Dec	170	170	180	180	
Jan	170	170	180	180	
Feb	170	170	180	180	
March	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 युनिट 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 29: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban	Rural
	Consumer	14%	14%

Area	Category	Urban		Rural	
Metered General	Load	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Consumption per HP	14%		14%	
Unmetered Permanent	Consumer	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Load	14%		14%	
	Consumption per HP	14%		14%	
Metered Temporary	Consumer	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Load/ consumer	14%		14%	
	Consumption per HP	14%		14%	

### 3.2.5.5 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

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

**तालिका 30: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered General	Consumer	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Load	14%		14%	
	Consumption per HP	14%		14%	
Unmetered Permanent	Consumer	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Load	14%		14%	
	Consumption per HP	14%		14%	
Metered Temporary	Consumer	14%	Nominal Growth Rate Considered	14%	Nominal Growth Rate Considered
	Load/ consumer	14%		14%	
	Consumption per HP	14%		14%	

### 3.2.5.6 पश्चिम क्षेत्र विद्युत 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 वांछित है, इसलिए वित्तीय वर्ष 2018 -19 एवं वित्तीय वर्ष 2019-20 में उपभोक्ता, विक्रय एवं माँग के प्रक्षेपण में 10 प्रतिशत विकास दर को कम किया गया है।

**तालिका 31: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered General	Consumer	1%	Nominal Growth Rate Considered	1%	Nominal Growth Rate Considered
	Load	1%	Nominal Growth Rate Considered	1%	Nominal Growth Rate Considered
	Consumption per HP	1%	Nominal Growth Rate Considered	1%	Nominal Growth Rate Considered
Unmetered Permanent	Consumer	1%	Nominal Growth Rate Considered	1.83%	Nominal Growth Rate Considered
	Load	1%	Nominal Growth Rate Considered	1.83%	Nominal Growth Rate Considered
	Consumption per HP	1%	Nominal Growth Rate Considered	1%	Nominal Growth Rate Considered
Metered Temporary	Consumer	0.0%	No Growth Rate Considered	0.0%	No Growth Rate Considered
	Load/ consumer	0.0%		0.0%	
	Consumption per HP	0.0%		0.0%	

### 3.2.6 LV-5.2: अन्य कृषि उपयोग

LV 5.2 के लिए प्रक्षेपण निम्नानुसार है

**तालिका 32: ऊर्जा विक्रय LV 5.2 (MUs)**

Sub-category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
Upto 20HP	4	4	4	3	3	3	1	1	1	8	8	8
greater than 20HP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3
Temporary	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>

#### 3.2.6.1 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

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

**तालिका 33: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Load	Category	Urban Area		Rural Area	
Upto 3HP	Consumer	4.00%	3 Year CAGR Considered	5.12%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%		0.05%	
	Average consumption per kW per month	0.00%		1.37%	
Above 3HP to 5HP	Consumer	0.14%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	3 Year CAGR Considered	0.02%	3 Year CAGR Considered

Load	Category	Urban Area		Rural Area	
	Average consumption per consumer per month	0.00%		3.03%	
Above 5HP to 10HP	Consumer	53.25%	3 Year CAGR Considered	2.72%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.06%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%		0.00%	No Growth Rate Considered
Above 10HP to 20HP	Consumer	25.00%	3 Year CAGR Considered	4.08%	5-month variation considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.34%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%		5.46%	3 Year CAGR Considered
Above 20HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	34.30%	5-month variation considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%		0.18%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%		1.24%	
Temporary	Consumer	59.00%	3 Year CAGR Considered	40.27%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	

### 3.2.6.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 34: मध्य क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
Upto 3HP	Consumer	4.26%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	
Above 3HP to 5HP	Consumer	0.00%	3 Year CAGR Considered	4.38%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 5HP to 10HP	Consumer	5.73%	3 Year CAGR Considered	0.24%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Consumer	18.56%	3 Year CAGR Considered	9.58%	3 Year CAGR Considered

Above 10HP to 20HP	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 20HP	Consumer	18.56%	3 Year CAGR Considered	10.06%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
Temporary	Consumer	0.00%	3 Year CAGR Considered	10.00%	Nominal Growth rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.6.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 35: पश्चिम क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban	Rural
Upto 3HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per kW per month	0.00%	No Growth Rate Considered
Above 3HP to 5HP	Consumer	21.64%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	23.42%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	17.58%	3 Year CAGR Considered
Above 5HP to 10HP	Consumer	2.70%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	3.30%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	2.92%	3 Year CAGR Considered
Above 10HP to 20HP	Consumer	31.04%	3 Year CAGR Considered
	Average Load (kW) per Consumer	10%	Nominal Growth rate considered
	Average consumption per consumer per month	76.52%	3 Year CAGR Considered
Above 20HP	Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average Load (kW) per Consumer	1.99%	3 Year CAGR Considered
	Average consumption per consumer per month	8.38%	3 Year CAGR Considered
Temporary	Consumer	0 %	Nominal Growth rate Considered

	Average Load (kW) per Consumer	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered
	Average consumption per consumer per month	0.00%	No Growth Rate Considered	0.00%	No Growth Rate Considered

### 3.2.7 LV-6 ई-वाहन / ई-रिक्शा चार्जिंग स्टेशन

इस श्रेणी हेतु भविष्य के विक्रय प्रधेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 36: ऊर्जा विक्रय LV 6 (MUs)**

Sub-category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
E-Vehicle Charging Stations	-	1	1	-	1	1	-	1	1	0	3	3

#### 3.2.7.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 37: पूर्व क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-**

Area	Category	Urban		Rural	
		Consumer	0.00% No growth rate considered	0.00% No growth rate considered	Load (kW) 10.00%
Metered	Units (MUS)	20.00%	Nominal Growth Rate	15.00%	Nominal Growth Rate

#### 3.2.7.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 38: मध्य क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-**

Area	Category	Urban		Rural	
		Consumer	0.00% No growth rate considered	0.00% No growth rate considered	Load (kW) 10.00%
Metered	Units (MUS)	15.00%	Nominal Growth Rate	15.00%	Nominal Growth Rate

#### 3.2.7.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 39: पश्चिम क्षेत्र कंपनी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है :-**

Area	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	5.00%	Nominal Growth Rate	5.00%	Nominal Growth Rate
	Units (MUS)	10.00%	Nominal Growth Rate	5.00%	Nominal Growth Rate

### 3.2.8 HV-1: रेलवे कर्षण

याचिकार्ताओं द्वारा वर्तमान में रेलवे 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 प्रक्षेपण निम्नुसार है:-

**तालिका 40: ऊर्जा विक्रय HV 1 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
HV-1 Railway Traction	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 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 10,000 के.व्ही.ए. के एक कनेक्शन 2019-20 में 30 प्रतिशत लोड फेक्टर एवं 0.95 पावर फेक्टर पर लगभग 55 मि.यू. विक्रय अपेक्षित।

#### 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 10,000 के.व्ही.ए.के एक कनेक्शन से वित्तीय वर्ष 2019-20 में 30 प्रतिशत लोड फेक्टर एवं 0.95 पावर फेक्टर पर लगभग 55 मि.यू. विक्रय अपेक्षित।

#### 3.2.8.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी में कोई उपभोक्ता का आधार नहीं है।

### 3.2.9 HV -2: कोयला खदानें

इस श्रेणी हेतु विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 41: ऊर्जा विक्रय HV 2 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
132 kV	214	214	215	-	-	-	-	-	-	214	214	215
33 kV	249	247	248	27	28	28	-	-	-	276	275	276
11 kV	3	3	3	-	-	-	-	-	-	3	3	3
<b>Total</b>	<b>465</b>	<b>464</b>	<b>466</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>28</b>	-	-	-	<b>492</b>	<b>492</b>	<b>494</b>

### 3.2.9.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 42: पूर्व क्षेत्र का विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.27%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	0.15%	3 Year CAGR Considered	8.33%	5 months Variation considered
	Load (kW)	0.01%	3 Year CAGR Considered	9.41%	5 months Variation considered
	Units (MUS)	0.29%	3 Year CAGR Considered	0.11%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	11.11%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	8.71%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	11.45%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered

### 3.2.9.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

कोई विकास दर नहीं मानी गयी है :-

**तालिका 43: मध्य क्षेत्र का विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण**

Area	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%		0.00%	
	Units (MUS)	0.00%		0.00%	

Area	Category	Urban			Rural		
33 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered			0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered			0.00%	
	Units (MUS)	2.00%	Nominal Growth Rate Considered			0.00%	
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered			0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%				0.00%	
	Units (MUS)	0.00%				0.00%	

### 3.2.9.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी में कोई उपभोक्ता का आधार नहीं है।

### 3.2.10 HV 3: औद्योगिक एवं गैर-औद्योगिक

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 44: ऊर्जा विक्रय HV 3 (MUs)**

Sub-Category	Voltage Level	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
		FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj)
Industrial (MU)	220 kV	389	527	688	0	0	0	3	4	5	392	531	693
	132 kV	1,059	1,043	1,106	1,403	1,525	1,751	977	1,040	1,113	3439	3608	3970
	33 kV	705	843	983	1,530	1,511	1,624	2,854	3,035	3,237	5089	5389	5844
	11 kV	124	128	133	62	67	73	176	186	198	362	381	404
	<b>Total</b>	<b>2,277</b>	<b>2,541</b>	<b>2,911</b>	<b>2,995</b>	<b>3,104</b>	<b>3,448</b>	<b>4,011</b>	<b>4,266</b>	<b>4,553</b>	<b>9283</b>	<b>9911</b>	<b>10912</b>
Non Industrial (MU)	132 kV	0	-	-	5	6	7	41	46	48	46	52	55
	33 kV	157	161	171	311	326	343	305	314	340	773	801	854
	11 kV	87	87	90	119	122	124	122	127	128	328	336	342
	<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>248</b>	<b>261</b>	<b>435</b>	<b>454</b>	<b>474</b>	<b>469</b>	<b>486</b>	<b>516</b>	<b>1148</b>	<b>1188</b>	<b>1251</b>

### 3.2.10.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 45: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चादाब औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत -**

Area	Category	Urban			Rural		
440/220 kV	Consumer	0.00%	5 Month Variation has been considered			0.00%	3-year CAGR growth considered
	Load (kW)	0.00%	5 Month Variation has been considered			0.00%	3-year CAGR growth considered
	Units (MUS)	35.00%	Nominal Growth rate has been considered			3.84%	3-year CAGR growth considered
132 kV	Consumer	0.59%	3-year CAGR growth considered			0.00%	3-year CAGR growth considered

Area	Category	Urban		Rural	
	Load (kW)	14.25%	3-year CAGR growth considered	3.62%	3-year CAGR growth considered
	Units (MUS)	13.16%	5 Month Variation has been considered	1.21%	3-year CAGR growth considered
33 kV	Consumer	6.01%	3-year CAGR has been considered	2.14%	3-year CAGR has been considered
	Load (kW)	24.41%	3-year CAGR has been considered	7.15%	3-year CAGR has been considered
	Units (MUS)	21.69%	3-year CAGR has been considered	26.22%	3-year CAGR has been considered
11 kV	Consumer	4.58%	3-year CAGR has been considered	2.25%	3-year CAGR has been considered
	Load (kW)	2.50%	3-year CAGR has been considered	2.67%	3-year CAGR has been considered
	Units (MUS)	3.20%	3-year CAGR has been considered	15.56%	3-year CAGR has been considered

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

**तालिका 46: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाब गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%		0.00%	
	Units (MUS)	0.00%		0.00%	
33 kV	Consumer	5.04%	3 Year CAGR Considered	5.33%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.78%	3 Year CAGR Considered	20.55%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.04%	3 Year CAGR Considered	14.47%	Nominal Growth Considered
11 kV	Consumer	1.10%	3 Year CAGR Considered	20.25%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.38%	3 Year CAGR Considered	2.02%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.01%	3 Year CAGR Considered	1.51%	3 Year CAGR Considered

### 3.2.10.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 47: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाब औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
440/220 kV	Consumer	0.00%	3-year CAGR has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	3-year CAGR has been considered	0.00%	
	Units (MUS)	5.00%	Nominal Growth Rate Considered	0.00%	
132 kV	Consumer	12.62%	3-year CAGR has been considered	2.00%	Nominal Growth Rate Considered

Area	Category	Urban		Rural	
	Load (kW)	8.58%	3-year CAGR has been considered	2.00%	Nominal Growth Rate Considered
	Units (MUS)	15.54%	3-year CAGR has been considered	2.00%	Nominal Growth Rate Considered
33 kV	Consumer	6.93%	3-year CAGR has been considered	10.59%	3-year CAGR has been considered
	Load (kW)	4.40%		1.90%	3-year CAGR has been considered
	Units (MUS)	8.14%		5.55%	YoY growth rate has been considered
11 kV	Consumer	1.79%	3-year CAGR has been considered	30.00%	5 Month Variation Considered
	Load (kW)	1.61%		39.22%	3-year CAGR has been considered
	Units (MUS)	6.86%		20.00%	Nominal Growth rate has been considered

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

**तालिका 48: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाब गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	10.00%	Nominal Growth rate considered	0.00%	
	Units (MUS)	20.00%	Nominal Growth rate considered	0.00%	
33 kV	Consumer	2.30%	3 Year CAGR Considered	5.00%	Nominal Growth rate considered
	Load (kW)	3.72%	3 Year CAGR Considered	3.47%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	5.00%	Nominal Growth rate considered	8.08%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	2.59%	3 Year CAGR Considered	4.26%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	1.16%	3 Year CAGR Considered	2.86%	2 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	1.86%	3 Year CAGR Considered	5.00%	Nominal Growth rate considered

### 3.2.10.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 49: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाब औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Area	Category	Urban		Rural	
440/220 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	19.40%		0.00%	
	Units (MUS)	0.00%		30.00%	YoY Growth rate Considered
132 kV	Consumer	8.74%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered

Area	Category	Urban			Rural	
	Load (kW)	19.40%	3 Year CAGR Considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	7%	Nominal growth considered		7.50%	Nominal growth considered
33 kV	Consumer	5.64%	3 Year CAGR Considered		6.05%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	5.29%	3 Year CAGR Considered		5.04%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	6.47%	3 Year CAGR Considered		7.80%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	7.77%	3 Year CAGR Considered		6.14%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	6.50%	3 Year CAGR Considered		9.68%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	5.80%	3 Year CAGR Considered		9%	Nominal Growth Considered

गैर औद्योगिक श्रेणी एच.बी.3.2 में विक्रय प्रक्षेपण के पूर्वानुमान निम्नानुसार है :-

**तालिका 50: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का उच्चदाब गैर औद्योगिक का अनुमानित विकास प्रतिशत**

		FY 20-21				
Area	Category	Urban			Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered		0.00%	
	Units (MUS)	4.56%	3 Year CAGR Considered		0.00%	
33 kV	Consumer	5.15%	3 Year CAGR Considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	6.09%	3 Year CAGR Considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	9.33%	3 Year CAGR Considered		0.00%	No Growth rate has been considered
11 kV	Consumer	3.48%	3 Year CAGR Considered		4.26%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	3.53%	3 Year CAGR Considered		3.71%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0%	No Growth Considered		19.09	3 Year CAGR Considered

### 3.2.11 HV 4: मौसमी

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 51: ऊर्जा विक्रय HV 4 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
33 kV	7	7	8	-	-	-	9	12	13	16	19	21
11 kV	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	5	6
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>24</b>	<b>26</b>

### 3.2.11.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों का अनुमान निम्नानुसार है :-

**तालिका 52: पूर्व क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
33 kV	Consumer	7.44%	3 Year CAGR Considered	0.00%	5 months variation considered
	Load (kW)	0.07%	3 Year CAGR Considered	0.00%	5 months variation considered
	Units (MUS)	1.00%	Nominal Growth rate has been considered	11.00%	Nominal Growth rate has been considered
11 kV	Consumer	2.78%	3 Year CAGR Considered	0.00%	5 months variation considered
	Load (kW)	2.00%	Nominal Growth rate has been considered	0.00%	5 months variation considered
	Units (MUS)	7.00%	Nominal Growth rate has been considered	11.00%	Nominal Growth rate has been considered

### 3.2.11.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों का अनुमान निम्नानुसार है :-

**तालिका 53: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
33 kV	Consumer	25.99%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	23.17%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	30.00%	Nominal Growth rate has been considered	3.44%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	44.22%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	39.71%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	11.22%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered

### 3.2.11.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों का अनुमान निम्नानुसार है :-

**तालिका 54: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
33 kV	Consumer	6.27%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	7.22 %	3 Year Growth considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	12.77%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered

Voltage level	Category	Urban			Rural		
11 kV	Consumer	10.06%	3 Year CAGR Considered			0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	3.22%	3 Year CAGR Considered			0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	16.61%	3 Year CAGR Considered			0.00%	No Growth rate has been considered

### 3.2.12 HV 5: जल प्रदाय, उदवहन सिंचाई एवं कृषि से संबंधी अन्य उपयोग

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है :

**तालिका 55: ऊर्जा का विक्रय HV 5 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State			
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	
Irrigation - Units (MU)	132 kV	-	-	-	0	0	0	-	-	-	0	0	0
	33 kV	10	11	12	4	5	6	146	160	176	160	176	194
	11 kV	0	-	-	1	1	1	-	-	-	1	1	1
	<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>146</b>	<b>160</b>	<b>176</b>	<b>161</b>	<b>177</b>	<b>195</b>
Water Works - Units (MU)	132 kV	0	0	0	63	67	72	365	439	467	428	506	539
	33 kV	90	95	109	133	148	165	125	143	208	348	386	482
	11 kV	9	9	10	12	13	16	9	10	11	30	32	37
	<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>104</b>	<b>119</b>	<b>208</b>	<b>228</b>	<b>252</b>	<b>500</b>	<b>592</b>	<b>686</b>	<b>807</b>	<b>924</b>	<b>1057</b>
Other than Agricultural - Units (MU)	132 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
	33 kV	12	12	13	7	7	8	0	0	0	19	19	21
	11 kV	3	4	4	3	3	5	9	9	10	15	16	19
	<b>Total</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>33</b>	<b>36</b>	<b>38</b>

### 3.2.12.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

उच्चदाब जल प्रदाय श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 56: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban			Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered		0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered		0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	25.81%	5 Month variation Considered		36.36%	YOY growth considered
	Load (kW)	19.25%	5 Month variation Considered		22.52%	5 Month variation Considered
	Units (MUS)	8.68%	5 Month variation Considered		1.71%	3 Year CAGR Considered

11 kV	Consumer	5.00%	5 Month variation Considered	2.78%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	3.17%	5 Month variation Considered	1.88%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.01%	3 Year CAGR Considered	2.48%	3 Year CAGR Considered

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

**तालिका 57: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
33 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	6.84%	YoY Growth rate considered	0.00%	5 months variation considered
	Units (MUS)	13.66%	YoY Growth rate considered	8.94%	YoY Growth rate considered
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered

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

**तालिका 58: पूर्व क्षेत्र का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
33 kV	Consumer	1.23%	3-year CAGR Considered	5.00%	Nominal Growth Rate Considered
	Load (kW)	4.00%	3-year CAGR Considered	0.44%	3-year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.29%	3-year CAGR Considered	3.54%	3-year CAGR Considered
11 kV	Consumer	1.23%	3-year CAGR Considered	5.00%	Nominal Growth Rate Considered
	Load (kW)	3.33%	3-year CAGR Considered	5.00%	Nominal Growth Rate Considered
	Units (MUS)	7.11%	YoY Growth rate considered	14.99%	2-year CAGR Considered

### 3.2.12.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

उच्चदाब जल प्रदाय श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

**तालिका 59: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate considered	0.00%	No Growth rate considered
	Units (MUS)	6.46%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate considered
33 kV	Consumer	5.00%	Nominal Growth rate considered	20.00%	Nominal Growth rate considered
	Load (kW)	10.87%	3 Year CAGR Considered	20.00%	Nominal Growth rate considered
	Units (MUS)	8.95%	3 Year CAGR Considered	42.82%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	2.50%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	118.91%	3 Year CAGR Considered

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

**तालिका 60: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	14.47%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	66.22%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	12.27%	3 Year CAGR Considered	34.77%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	25.99%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	13.11%	YoY Growth rate considered

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

**तालिका 61: मध्य क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	2.04%	3-year CAGR Considered	10.06%	3-year CAGR Considered
	Load (kW)	1.79%	3-year CAGR Considered	13.56%	3-year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.66%	3-year CAGR Considered	15.05%	2 year CAGR Considered
11 kV	Consumer	0.00%	3-year CAGR Considered	58.07%	3-year CAGR Considered
	Load (kW)	0.00%	3-year CAGR Considered	106.5%	3-year CAGR Considered
	Units (MUS)	2.30%	2-year CAGR Considered	50.2%	2-year CAGR Considered

### 3.2.12.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

उच्चदाव जल प्रदाय श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत

**तालिका 62: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	10%	Nominal Growth rate has been considered	8.50%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	6%	Nominal Growth rate has been considered	6.50%	3 Year CAGR Considered
33 kV	Consumer	12.56%	3 Year CAGR Considered	9.70%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	21.05%	3 Year CAGR Considered	8.91%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	50%	Nominal Growth rate has been considered	30%	Nominal Growth rate has been considered
11 kV	Consumer	4.55%	3 Year CAGR Considered	6.27%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	10.09%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.00%	Nominal Growth rate has been considered	25%	Nominal Growth rate has been considered

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

**तालिका 63: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	10.00%	Nominal Growth rate has been considered	20.00%	Nominal Growth rate has been considered
	Load (kW)	9.5%	Nominal Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	10%	Nominal Growth Considered	5.00%	Nominal Growth Rate Considered
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered

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

**तालिका 64: पश्चिम क्षेत्र कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
33 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered
11 kV	Consumer	0.00%	No Growth rate has been considered	0.00%	No Growth rate has been considered

	Load (kW)	5.0%	Nominal Growth Rate Considered	0.00%	No Growth rate has been considered
	Units (MUS)	10%	Nominal Growth rate Considered	0.00%	No Growth rate has been considered

### 3.2.13 HV 6: थोक रहवासी उपयोगकर्ता

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 65: ऊर्जा विक्रय HV 6 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
132 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33 kV	239	243	251	136	132	128	26	26	27	401	401	406
11 kV	22	22	23	15	16	17	5	5	6	42	43	46
<b>Total</b>	<b>261</b>	<b>266</b>	<b>275</b>	<b>151</b>	<b>148</b>	<b>145</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>443</b>	<b>446</b>	<b>452</b>

### 3.2.13.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 66: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban			Rural	
33 kV	Consumer	0.09%	3 Year CAGR Considered	6.25%	3 Year CAGR Considered	
	Load (kW)	0.84%	3 Year CAGR Considered	0.00%	3 Year CAGR Considered	
	Units (MUS)	1.33%	3 Year CAGR Considered	3.89%	3 Year CAGR Considered	
11 kV	Consumer	0.00%	3 Year CAGR Considered	4.00%	3 Year CAGR Considered	
	Load (kW)	0.02%	3 Year CAGR Considered	1.44%	3 Year CAGR Considered	
	Units (MUS)	1.74%	3 Year CAGR Considered	7.14%	3 Year CAGR Considered	

### 3.2.13.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 67: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत**

Voltage level	Category	Urban			Rural	
33 kV	Consumer	2.50%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No growth rate considered	

Voltage level	Category	Urban		Rural	
11 kV	Load (kW)	0.43%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No growth rate considered
	Units (MUS)	0.00%	No growth rate considered	5.09%	3 Year CAGR Considered
	Consumer	25.99%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate considered	35.23%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.00%	No growth rate considered	5.84%	3 Year CAGR Considered

### 3.2.13.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 68: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का अनुमानित विकास प्रतिशत

Voltage level	Category	FY 20-21			
		Urban		Rural	
33 kV	Consumer	0.00%	No growth rate considered	14.47%	3 Year CAGR Considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate considered	6.47%	3 Year CAGR Considered
	Units (MUS)	0.00%	No growth rate considered	2.85%	3 Year CAGR Considered
11 kV	Consumer	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Units (MUS)	1.00%	Nominal growth rate considered	1.00%	Nominal growth rate considered

### 3.2.14 HV-7: ग्रिड से संबंधित विद्युत उत्पादकों हेतु विद्युत की आवश्यकता

इस श्रेणी के लिए प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

**तालिका 69: ग्रिड से संबंधित विद्युत उत्पादकों हेतु विद्युत की आवश्यकता (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
132 KV	-	-	-	-	-	-	6	6	7	6	6	7
33 kV	0	0	0	1	2	2	6	7	8	7	9	10
11 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>18</b>

### 3.2.14.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 70: पूर्व क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	5 months variation considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	5 months variation considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	5 months variation considered	0.00%	No growth rate has been considered
33 KV	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
11 kV	Consumer	50.00%	Nominal growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	20.00%	Nominal growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	1.00%	Nominal Growth Rate Considered	0.00%	No growth rate has been considered

### 3.2.14.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

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

**तालिका 71: मध्य क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण**

Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered

Voltage level	Category	Urban		Rural	
33 KV	Units (MUS)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	10.00%	Nominal Growth rate Considered	0.00%	No growth rate has been considered
11 kV	Units (MUS)	20.00%	Nominal Growth rate Considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	4.08%	3 Year CAGR Considered	0.00%	No growth rate has been considered

### 3.2.14.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

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

तालिका 72: पश्चिम क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित विकास प्रतिशत प्रक्षेपण

FY 20-21					
Voltage level	Category	Urban		Rural	
132 kV	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	10.00%	Nominal Growth rate Considered	10.00%	Nominal Growth rate Considered
33 KV	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	10.00%	Nominal Growth rate Considered	11.00%	Nominal Growth rate Considered
11 kV	Consumer	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Load (kW)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered
	Units (MUS)	0.00%	No growth rate has been considered	0.00%	No growth rate has been considered

### 3.2.15 HV-8 ई-वाहन / ई-रिक्षा चार्जिंग स्टेशन

इस श्रेणी हेतु भविष्य के विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

**तालिका 73: ऊर्जा विक्रय HV 8 (MUs)**

Sub-Category	East Discom			Central Discom			West Discom			MP State		
	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)	FY 19	FY 20 (RE)	FY 21 (Proj.)
LV-8 EV Charging Stations	-	2	2	0	0	3	0	3	3	0	5	8

**3.2.15.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी**

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

**तालिका 74: पूर्व क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत**

Sub Category	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	10.00%	Nominal Growth Rate	5.00%	Nominal Growth Rate
	Units (MUS)	15.00%	Nominal Growth Rate	10.00%	Nominal Growth Rate

**3.2.15.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी**

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

**तालिका 75: मध्य क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत**

Sub Category	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	10.00%	Nominal Growth Rate	5.00%	Nominal Growth Rate
	Units (MUS)	15.00%	Nominal Growth Rate	10.00%	Nominal Growth Rate

**3.2.15.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी**

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

**तालिका 76: पश्चिम क्षेत्र कंपनी हेतु अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत**

Sub Category	Category	Urban		Rural	
Metered	Consumer	0.00%	No growth rate considered	0.00%	No growth rate considered
	Load (kW)	10.00%	Nominal Growth Rate	5.00%	Nominal Growth Rate
	Units (MUS)	15.00%	Nominal Growth Rate	10.00%	Nominal Growth Rate

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

#### 4.1 विक्रय से मासिक विक्रय में रूपांतरण

वित्तीय वर्ष 2018-19 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 2019-20 एवं 2020-21 के मासिक विक्रय की गणना के लिये उपयोग किया गया है। सभी वितरण कंपनियों के लिये प्रालेख निम्न तालिका में दिये गये हैं:

**तालिका 77: माहवार विक्रय प्रालेख**

माहवार विक्रय प्रालेख मिश्रण (%)															
Sr. No	Discom	April	May	June	July	August	September	October	November	December	January	February	March	Total	
1	<b>FY 2018-19 (Actual)</b>														
a	<b>East</b>	7.10%	7.79%	7.78%	7.42%	7.19%	7.17%	9.03%	9.35%	9.12%	9.50%	9.18%	9.37%	100.00%	
b	<b>Central</b>	6.74%	7.50%	7.98%	7.72%	7.56%	7.42%	9.03%	9.14%	9.08%	9.28%	9.30%	9.25%	100.00%	
c	<b>West</b>	6.76%	7.49%	7.76%	7.48%	7.20%	7.11%	9.32%	9.48%	9.42%	9.41%	9.37%	9.22%	100.00%	
2	<b>FY 2019-20 (Re-Estimate)</b>														
a	<b>East</b>	7.10%	7.79%	7.78%	7.42%	7.19%	7.17%	9.03%	9.35%	9.12%	9.50%	9.18%	9.37%	100.00%	
b	<b>Central</b>	6.74%	7.50%	7.98%	7.72%	7.56%	7.42%	9.03%	9.14%	9.08%	9.28%	9.30%	9.25%	100.00%	
c	<b>West</b>	6.76%	7.49%	7.76%	7.48%	7.20%	7.11%	9.32%	9.48%	9.42%	9.41%	9.37%	9.22%	100.00%	
3	<b>FY 2020-21 (Projected)</b>														
a	<b>East</b>	7.10%	7.79%	7.78%	7.42%	7.19%	7.17%	9.03%	9.35%	9.12%	9.50%	9.18%	9.37%	100.00%	
b	<b>Central</b>	6.74%	7.50%	7.98%	7.72%	7.56%	7.42%	9.03%	9.14%	9.08%	9.28%	9.30%	9.25%	100.00%	
c	<b>West</b>	6.76%	7.49%	7.76%	7.48%	7.20%	7.11%	9.32%	9.48%	9.42%	9.41%	9.37%	9.22%	100.00%	

#### 4.2 वितरण हानियां

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 द्वितीय संशोधन दि. 14.11.2019 को वर्ष 2020-21 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 78: वितरण हानियां (%)**

Sr. no	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
1	East Discom	16.00%	16.00%	16.00%
2	Central Discom	17.00%	17.00%	17.00%
3	West Discom	15.00%	15.00%	15.00%

वितरण कंपनियों की वित्तीय वर्ष 2018-19 हेतु प्रावधानिक हानि पूर्व क्षेत्र के लिए 30.56 % मध्य क्षेत्र के लिए 36.67 % एवं पश्चिम क्षेत्र के लिए 16.65% पारी 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 माननीय नियामक आयोग द्वारा दर विनियमन वर्ष 2015 के द्वितीय संशोधन के अनुसार वितरण कंपनियों को वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु मान्य किया गया है। वित्तीय वर्ष 2018-19 में प्रावधानिक हानियों को गणना हेतु मान्य किया गया है।

#### 4.3 अन्तः राज्यीय पारेषण हानियां

जैसा कि MPPTCL ने वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए विनियामक अनुपालन पर वार्षिक रिपोर्ट में बताया है कि वितरण कंपनियों ने वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए वास्तविक इंट्रा-स्टेट ट्रांसमिशन लॉस पर विचार किया है यह हानियां अपनी वेबसाइट (<http://www.mptransco.in/Document/2016Annual%20Regulatory%20compliance01072017.pdf>) पर अपलोड की गई है। अनुमानित हानियां 2.75 प्रतिशत मानते हुए वित्त वर्ष 2019-20 एवं वित्त वर्ष 2020-21 के लिए भी यही माना गया है। वर्ष 2018-19 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 अन्तर राज्यीय पारेषण हानियां

- 4.4.1 माननीय आयोग ने अपने पूर्व निर्देशों में क्षेत्र वार पीजीसीआईएल हानियों को प्रस्तुत करने हेतु निर्देशित किया था, वितरण कंपनियों ने वित्तीय वर्ष 2018-19 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](http://www.erldc.org/OpenAccess/schd_loss_2018-2019.pdf) and [http://www.erldc.org/OpenAccess/schd\\_loss\\_2017-2018.pdf](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](http://www.wrldc.in/content/210_1_WeeklyLoss.aspx)) प्रतिवेदित की है को दर्शाया है।

- 4.4.2 वितरण कंपनियों द्वारा वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए प्रावधिक हानियां पश्चिम क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र हेतु क्रमशः 3.18%, 3.59% एवं 1.91 % ली गई है, एवं पिछले 52 सप्ताहों की औसत हानियां (14 अक्टूबर-2019- 06 अक्टूबर-2020) वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं 2020-21 हेतु क्रमशः 3.00%, 3.46% एवं 1.78% 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 79: वित्तीय वर्ष 2018-19 (प्रावधिक) के लिए मासिक एक्स-बस आवश्यकता (MUs)

Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2018-19 (Actual)														
S.no.	Particulars	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Total
<b>1</b>	<b>Sales</b>	<b>3,448</b>	<b>3,814</b>	<b>3,939</b>	<b>3,790</b>	<b>3,674</b>	<b>3,631</b>	<b>4,602</b>	<b>4,698</b>	<b>4,645</b>	<b>4,729</b>	<b>4,677</b>	<b>4,664</b>	<b>50,880</b>
a	East	1,043	1,144	1,142	1,090	1,055	1,053	1,325	1,372	1,338	1,395	1,348	1,376	14,681
b	Central	1,014	1,127	1,199	1,160	1,137	1,115	1,358	1,374	1,366	1,395	1,398	1,390	15,600
c	West	1,391	1,543	1,598	1,541	1,482	1,464	1,919	1,952	1,941	1,939	1,930	1,898	20,599
<b>2</b>	<b>Distribution Loss (%)</b>													
a	East	32.32%	31.91%	19.19%	23.31%	29.59%	33.31%	36.05%	33.44%	37.05%	33.77%	24.78%	25.72%	30.56%
b	Central	38.11%	38.73%	23.64%	30.36%	38.43%	36.73%	40.88%	42.90%	43.83%	41.70%	27.69%	28.92%	36.67%
c	West	4.40%	24.37%	20.31%	4.50%	-5.88%	1.24%	7.78%	22.84%	31.56%	29.43%	23.92%	7.16%	16.65%
<b>3</b>	<b>Distribution Loss</b>	<b>1,186</b>	<b>1,746</b>	<b>1,049</b>	<b>910</b>	<b>1,070</b>	<b>1,191</b>	<b>1,848</b>	<b>2,299</b>	<b>2,749</b>	<b>2,517</b>	<b>1,587</b>	<b>1,188</b>	<b>19,611</b>
a	East	498	536	271	331	443	526	747	689	788	711	444	476	6,462
b	Central	624	712	371	506	709	647	939	1,032	1,066	998	536	566	9,035
c	West	64	497	407	73	(82)	18	162	578	895	808	607	146	4,115
<b>4</b>	<b>Energy at Discom Periphery</b>	<b>4,634</b>	<b>5,559</b>	<b>4,988</b>	<b>4,700</b>	<b>4,744</b>	<b>4,822</b>	<b>6,450</b>	<b>6,998</b>	<b>7,394</b>	<b>7,246</b>	<b>6,264</b>	<b>5,852</b>	<b>70,491</b>
a	East	1,541	1,680	1,413	1,421	1,499	1,578	2,072	2,062	2,126	2,106	1,792	1,852	21,143
b	Central	1,638	1,839	1,570	1,666	1,846	1,762	2,297	2,407	2,431	2,393	1,934	1,956	24,635
c	West	1,456	2,040	2,005	1,613	1,400	1,482	2,081	2,529	2,836	2,748	2,537	2,045	24,713
<b>5</b>	<b>State Transmission Losses</b>	<b>131</b>	<b>157</b>	<b>141</b>	<b>133</b>	<b>134</b>	<b>136</b>	<b>182</b>	<b>198</b>	<b>209</b>	<b>205</b>	<b>177</b>	<b>165</b>	<b>1,993</b>
a	East	44	48	40	40	42	45	59	58	60	60	51	52	598
b	Central	46	52	44	47	52	50	65	68	69	68	55	55	697
c	West	41	58	57	46	40	42	59	72	80	78	72	58	699
<b>6</b>	<b>Energy at State Boundary</b>	<b>4,765</b>	<b>5,717</b>	<b>5,129</b>	<b>4,833</b>	<b>4,878</b>	<b>4,959</b>	<b>6,632</b>	<b>7,196</b>	<b>7,603</b>	<b>7,451</b>	<b>6,441</b>	<b>6,018</b>	<b>72,485</b>
a	East	1,584	1,728	1,453	1,461	1,541	1,623	2,131	2,120	2,186	2,165	1,843	1,904	21,740
b	Central	1,684	1,891	1,614	1,713	1,898	1,811	2,362	2,475	2,500	2,461	1,989	2,011	25,332
c	West	1,497	2,098	2,062	1,659	1,439	1,524	2,140	2,601	2,917	2,825	2,609	2,103	25,412
<b>7</b>	<b>External/PGCIL Losses (WR/ER)</b>	<b>122</b>	<b>125</b>	<b>121</b>	<b>113</b>	<b>111</b>	<b>101</b>	<b>112</b>	<b>107</b>	<b>106</b>	<b>103</b>	<b>89</b>	<b>109</b>	<b>1,318</b>
a	East	37	38	35	33	32	29	32	31	30	30	26	32	380

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2018-19 (Actual)</b>														
<b>S.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Apr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
b	Central	36	37	37	35	34	31	33	31	31	30	27	33	404
c	West	49	51	49	46	45	41	47	44	44	42	37	45	534
<b>8</b>	<b>Ex-Bus Energy Requirement including adjustment of UI</b>	<b>4,887</b>	<b>5,842</b>	<b>5,250</b>	<b>4,946</b>	<b>4,989</b>	<b>5,059</b>	<b>6,744</b>	<b>7,302</b>	<b>7,709</b>	<b>7,554</b>	<b>6,530</b>	<b>6,127</b>	<b>72,939</b>
a	East	1,621	1,765	1,488	1,494	1,573	1,652	2,163	2,151	2,217	2,196	1,869	1,936	22,125
b	Central	1,720	1,928	1,651	1,747	1,932	1,842	2,395	2,506	2,531	2,491	2,015	2,043	24,803
c	West	1,546	2,149	2,111	1,705	1,484	1,565	2,186	2,645	2,961	2,868	2,646	2,147	26,011

**तालिका ८०: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (MUs) – वित्तीय वर्ष २०१९-२० (पुनरीक्षित आंकलन)**

<b>Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2019-20 (Re-Estimate)</b>														
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Apr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
<b>1</b>	<b>Sales</b>	<b>3,833</b>	<b>4,240</b>	<b>4,379</b>	<b>4,214</b>	<b>4,085</b>	<b>4,038</b>	<b>5,111</b>	<b>5,218</b>	<b>5,158</b>	<b>5,255</b>	<b>5,196</b>	<b>5,184</b>	<b>55,910</b>
a	East	1,189	1,304	1,302	1,243	1,203	1,200	1,511	1,565	1,526	1,590	1,537	1,569	16,741
b	Central	1,177	1,308	1,392	1,347	1,320	1,294	1,577	1,596	1,586	1,620	1,624	1,614	17,455
c	West	1,467	1,627	1,684	1,624	1,562	1,543	2,023	2,057	2,047	2,044	2,035	2,001	21,715
<b>2</b>	<b>Distribution Loss (%)</b>													
a	East	25.04%	23.10%	14.15%	15.05%	20.82%	24.32%	17.05%	17.48%	18.75%	9.09%	5.61%	1.53%	16.00%
b	Central	22.38%	20.40%	10.65%	14.05%	19.06%	21.58%	17.10%	19.82%	21.56%	17.78%	11.53%	8.09%	17.00%
c	West	22.11%	23.99%	13.94%	5.61%	4.62%	11.07%	14.48%	25.49%	25.68%	17.74%	11.15%	4.11%	15.00%
<b>3</b>	<b>Distribution Loss</b>	<b>1,153</b>	<b>1,240</b>	<b>653</b>	<b>537</b>	<b>703</b>	<b>934</b>	<b>978</b>	<b>1,430</b>	<b>1,495</b>	<b>950</b>	<b>558</b>	<b>252</b>	<b>10,596</b>
a	East	397	392	215	220	316	386	311	332	352	159	91	24	3,189
b	Central	339	335	166	220	311	356	325	395	436	350	212	142	3,575
c	West	416	513	273	97	76	192	342	704	707	441	255	86	3,832
<b>4</b>	<b>Energy at Discom Periphery</b>	<b>4,986</b>	<b>5,480</b>	<b>5,032</b>	<b>4,751</b>	<b>4,788</b>	<b>4,972</b>	<b>6,089</b>	<b>6,648</b>	<b>6,654</b>	<b>6,205</b>	<b>5,755</b>	<b>5,436</b>	<b>66,506</b>
a	East	1,586	1,696	1,517	1,463	1,520	1,586	1,822	1,896	1,879	1,750	1,629	1,593	19,930
b	Central	1,517	1,644	1,558	1,567	1,630	1,651	1,902	1,990	2,021	1,970	1,836	1,756	21,030
c	West	1,883	2,140	1,957	1,721	1,638	1,735	2,365	2,762	2,754	2,485	2,290	2,087	25,547

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2019-20 (Re-Estimate)														
Sr.no.	Particulars	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Total
<b>5</b>	<b>State Transmission Losses</b>	<b>141</b>	<b>155</b>	<b>142</b>	<b>134</b>	<b>135</b>	<b>141</b>	<b>172</b>	<b>188</b>	<b>188</b>	<b>176</b>	<b>163</b>	<b>154</b>	<b>1,881</b>
a	East	45	48	43	41	43	45	52	54	53	49	46	45	564
b	Central	43	46	44	44	46	47	54	56	57	56	52	50	595
c	West	53	61	55	49	46	49	67	78	78	70	65	59	723
<b>6</b>	<b>Energy at State Boundary</b>	<b>5,127</b>	<b>5,635</b>	<b>5,174</b>	<b>4,885</b>	<b>4,924</b>	<b>5,112</b>	<b>6,261</b>	<b>6,836</b>	<b>6,842</b>	<b>6,380</b>	<b>5,917</b>	<b>5,590</b>	<b>68,387</b>
a	East	1,631	1,744	1,560	1,505	1,563	1,631	1,873	1,950	1,932	1,799	1,675	1,638	20,493
b	Central	1,559	1,690	1,602	1,611	1,677	1,697	1,956	2,047	2,079	2,026	1,887	1,806	21,624
c	West	1,937	2,201	2,012	1,769	1,684	1,784	2,432	2,840	2,832	2,555	2,355	2,146	26,269
<b>7</b>	<b>External/PGCIL Losses (WR/ER)</b>	<b>111</b>	<b>117</b>	<b>120</b>	<b>98</b>	<b>80</b>	<b>107</b>	<b>121</b>	<b>115</b>	<b>126</b>	<b>119</b>	<b>106</b>	<b>118</b>	<b>1,338</b>
a	East	35	36	36	29	24	32	36	35	37	36	31	36	401
b	Central	34	36	38	31	26	34	37	35	39	37	33	37	418
c	West	43	45	46	38	31	41	48	45	50	46	42	46	519
<b>8</b>	<b>Ex-Bus Energy Requirement including adjustment of UI</b>	<b>5,238</b>	<b>5,752</b>	<b>5,294</b>	<b>4,983</b>	<b>5,004</b>	<b>5,220</b>	<b>6,382</b>	<b>6,951</b>	<b>6,968</b>	<b>6,499</b>	<b>6,024</b>	<b>5,708</b>	<b>70,023</b>
a	East	1,666	1,780	1,595	1,534	1,586	1,663	1,909	1,985	1,969	1,835	1,706	1,674	20,901
b	Central	1,594	1,726	1,640	1,643	1,702	1,732	1,993	2,082	2,117	2,063	1,921	1,843	22,055
c	West	1,979	2,245	2,058	1,807	1,715	1,825	2,480	2,885	2,881	2,602	2,397	2,192	27,067

**तालिका 81: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (MUs) वित्तीय वर्ष (प्रक्षेपित )**

Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2020-21 (Projected)														
Sr.no	Particulars	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Total
<b>1</b>	<b>Sales</b>	<b>4,142</b>	<b>4,581</b>	<b>4,730</b>	<b>4,552</b>	<b>4,414</b>	<b>4,362</b>	<b>5,520</b>	<b>5,636</b>	<b>5,571</b>	<b>5,677</b>	<b>5,613</b>	<b>5,601</b>	<b>60,400</b>
a	East	1,318	1,445	1,443	1,377	1,333	1,330	1,674	1,734	1,691	1,762	1,704	1,738	18,550
b	Central	1,275	1,417	1,507	1,458	1,429	1,401	1,708	1,728	1,717	1,754	1,758	1,748	18,900
c	West	1,550	1,719	1,780	1,716	1,651	1,631	2,138	2,175	2,163	2,160	2,151	2,115	22,950
<b>2</b>	<b>Distribution Loss (%)</b>													
a	East	25.04%	23.10%	14.15%	15.05%	20.82%	24.32%	17.05%	17.48%	18.75%	9.09%	5.61%	1.53%	16.00%

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

Monthly- Ex-Bus Energy Requirement (MUs) for FY 2020-21 (Projected)														
Sr.no	Particulars	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Total
b	Central	22.38%	20.40%	10.65%	14.05%	19.06%	21.58%	17.10%	19.82%	21.56%	17.78%	11.53%	8.09%	17.00%
c	West	22.11%	23.99%	13.94%	5.61%	4.62%	11.07%	14.48%	25.49%	25.68%	17.74%	11.15%	4.11%	15.00%
<b>3</b>	<b>Distribution Loss</b>	<b>1,248</b>	<b>1,340</b>	<b>706</b>	<b>584</b>	<b>767</b>	<b>1,016</b>	<b>1,058</b>	<b>1,539</b>	<b>1,610</b>	<b>1,022</b>	<b>600</b>	<b>272</b>	<b>11,454</b>
a	East	440	434	238	244	351	427	344	367	390	176	101	27	3,533
b	Central	367	363	180	238	336	386	352	427	472	379	229	154	3,871
c	West	440	543	288	102	80	203	362	744	747	466	270	91	4,050
<b>4</b>	<b>Energy at Discom Periphery</b>	<b>5,390</b>	<b>5,921</b>	<b>5,436</b>	<b>5,137</b>	<b>5,181</b>	<b>5,378</b>	<b>6,578</b>	<b>7,175</b>	<b>7,181</b>	<b>6,699</b>	<b>6,213</b>	<b>5,872</b>	<b>71,854</b>
a	East	1,758	1,880	1,681	1,621	1,684	1,757	2,018	2,101	2,082	1,939	1,805	1,765	22,083
b	Central	1,642	1,780	1,687	1,697	1,765	1,787	2,060	2,155	2,189	2,133	1,988	1,901	22,771
c	West	1,990	2,262	2,068	1,818	1,731	1,834	2,500	2,919	2,910	2,626	2,421	2,206	27,000
<b>5</b>	<b>State Transmission Losses</b>	<b>152</b>	<b>167</b>	<b>154</b>	<b>145</b>	<b>147</b>	<b>152</b>	<b>186</b>	<b>203</b>	<b>203</b>	<b>189</b>	<b>176</b>	<b>166</b>	<b>2,348</b>
a	East	50	53	48	46	48	50	57	59	59	55	51	50	632
b	Central	46	50	48	48	50	51	58	61	62	60	56	54	658
c	West	56	64	59	51	49	52	71	83	82	74	68	62	1,058
<b>6</b>	<b>Energy at State Boundary</b>	<b>5,543</b>	<b>6,089</b>	<b>5,590</b>	<b>5,282</b>	<b>5,327</b>	<b>5,531</b>	<b>6,764</b>	<b>7,378</b>	<b>7,384</b>	<b>6,888</b>	<b>6,389</b>	<b>6,039</b>	<b>74,202</b>
a	East	1,807	1,933	1,728	1,667	1,732	1,807	2,075	2,161	2,140	1,993	1,856	1,815	22,715
b	Central	1,689	1,830	1,735	1,745	1,815	1,838	2,118	2,216	2,251	2,194	2,044	1,955	23,429
c	West	2,047	2,326	2,127	1,870	1,780	1,886	2,571	3,001	2,993	2,701	2,489	2,268	28,058
<b>7</b>	<b>External/PGCIL Losses (WR/ER)</b>	<b>114</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>111</b>	<b>100</b>	<b>97</b>	<b>117</b>	<b>111</b>	<b>121</b>	<b>112</b>	<b>90</b>	<b>111</b>	<b>1,316</b>
a	East	36.41	36.58	35.28	33.45	30.19	29.72	35.61	34.22	36.60	34.65	27.30	34.38	404
b	Central	35.23	35.85	36.86	35.41	32.36	31.32	36.32	34.10	37.15	34.48	28.17	34.57	412
c	West	42.85	43.50	43.53	41.68	37.39	36.45	45.47	42.91	46.80	42.47	34.46	41.84	499
<b>8</b>	<b>Ex-Bus Energy Requirement including adjustment of UI</b>	<b>5,657</b>	<b>6,205</b>	<b>5,706</b>	<b>5,392</b>	<b>5,427</b>	<b>5,628</b>	<b>6,881</b>	<b>7,489</b>	<b>7,504</b>	<b>7,000</b>	<b>6,479</b>	<b>6,149</b>	<b>75,518</b>
a	East	1,844	1,969	1,764	1,701	1,762	1,837	2,111	2,195	2,177	2,028	1,883	1,849	23,120
b	Central	1,724	1,866	1,772	1,780	1,848	1,869	2,154	2,250	2,288	2,228	2,072	1,990	23,841
c	West	2,090	2,369	2,170	1,912	1,818	1,922	2,616	3,044	3,040	2,743	2,524	2,310	28,557

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

4.5.3 वित्तीय वर्ष 2018-19 से वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान क्र्य की जाने वाली एक्स-बस ऊर्जा (मानक एवं वास्तविक हानियों पर) निम्न तालिकाओं में दर्शायी जा रही है :-

**तालिका 82: ऊर्जा आवश्यकता – मानक वितरण हानियों पर (MUs)**

Sr. no.	Particulars	Normative Distribution Losses											
		MP State			East			Central			West		
FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20
<b>1</b>	<b>Sales (MUs)</b>	<b>50,880</b>	<b>55,910</b>	<b>60,400</b>	<b>14,681</b>	<b>16,741</b>	<b>18,550</b>	<b>15,600</b>	<b>17,455</b>	<b>18,900</b>	<b>20,599</b>	<b>21,715</b>	<b>22,950</b>
a	LT	38,478	42,789	45,836	11,301	13,081	14,424	11,767	13,408	14,469	15,409	16,300	16,943
b	HT	12,402	13,121	14,564	3,380	3,660	4,126	3,833	4,047	4,431	5,189	5,414	6,007
<b>2</b>	<b>Distribution Losses</b>												
a	%	<b>15.91%</b>	<b>15.93%</b>	<b>15.94%</b>	<b>16.00%</b>	<b>16.00%</b>	<b>16.00%</b>	<b>17.00%</b>	<b>17.00%</b>	<b>17.00%</b>	<b>15.00%</b>	<b>15.00%</b>	<b>15.00%</b>
b	MUs	9,627	10,596	11,454	2,796	3,189	3,533	3,195	3,575	3,871	3,635	3,832	4,050
<b>3</b>	<b>Energy Requirement at Discom Boundary (MUs)</b>	<b>60,507</b>	<b>66,506</b>	<b>71,854</b>	<b>17,477</b>	<b>19,930</b>	<b>22,083</b>	<b>18,796</b>	<b>21,030</b>	<b>22,771</b>	<b>24,234</b>	<b>25,547</b>	<b>27,000</b>
<b>4</b>	<b>State Transmission Losses</b>												
a	%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%
b	MUs	1,711	1,881	2,333	494	564	631	531	595	644	685	722	1,058
<b>5</b>	<b>Energy Requirement at State Boundary (MUs)</b>	<b>62,218</b>	<b>68,387</b>	<b>74,188</b>	<b>17,972</b>	<b>20,493</b>	<b>22,714</b>	<b>19,327</b>	<b>21,624</b>	<b>23,415</b>	<b>24,919</b>	<b>26,269</b>	<b>28,058</b>
<b>6</b>	<b>External/PGCIL Losses</b>												
a	WR %	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%
b	NR%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%
c	ER %	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%
d	WR MUs												
e	NR MUs	1,318	1,338	1,329	380	406	404	404	407	426	534	525	499
f	ER MUs												
<b>7</b>	<b>Energy Requirement Ex-Bus</b>	<b>63,536</b>	<b>69,725</b>	<b>75,517</b>	<b>18,352</b>	<b>20,899</b>	<b>23,119</b>	<b>19,731</b>	<b>22,032</b>	<b>23,841</b>	<b>25,453</b>	<b>26,795</b>	<b>28,557</b>

तालिका 83: वास्तविक वितरण हानियों पर ऊर्जा आवश्यकता (MUs)

Sr. no.	Particulars	Provisional/Actual Distribution Losses											
		MP State			East			Central			West		
		FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21	FY-19	FY-20	FY-21
1	Sales (MUs)	50,880	55,910	60,400	14,681	16,741	18,550	15,600	17,455	18,900	20,599	21,715	22,950
a	LT	38,478	42,789	45,836	11,301	13,081	14,424	11,767	13,408	14,469	15,409	16,300	16,943
b	HT	12,402	13,121	14,564	3,380	3,660	4,126	3,833	4,047	4,431	5,189	5,414	6,007
2	Distribution Losses												
a	%	27.82%	28.07%	28.18%	30.56%	30.56%	30.56%	36.67%	36.67%	36.67%	16.65%	16.65%	16.65%
b	MUs	19,611	21,815	23,695	6,462	7,368	8,165	9,035	10,109	10,946	4,115	4,337	4,584
3	Energy Requirement at Discom Boundary (MUs)	70,491	77,725	84,095	21,143	24,109	26,715	24,635	27,563	29,846	24,713	26,052	27,534
4	State Transmission Losses												
a	%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%	2.75%
b	MUs	1,993	2,198	2,378	598	682	755	697	779	844	699	737	779
5	Energy Requirement at State Boundary (MUs)	72,485	79,922	86,473	21,740	24,791	27,470	25,332	28,343	30,690	25,412	26,789	28,313
6	External/PGCIL Losses												
a	WR %	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%	3.18%	3.00%	3.00%
b	NR%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%	3.59%	3.46%	3.46%
c	ER %	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%	1.90%	1.78%	1.78%
d	WR MUs	1,318	1,338	1,329	380	406	404	407	426	534	525	499	
e	NR MUs												
f	ER MUs												
7	Energy Requirement Ex-Bus	73,803	81,261	87,802	22,121	25,196	27,874	25,736	28,750	31,115	25,946	27,314	28,812

4.5.4 माननीय आयोग से प्रार्थना है कि उपरोक्तानुसार दर्शायी गयी ऊर्जा आवश्यकता को अनुज्ञेय करने की कृपा करें।

**A5: उपलब्धता का अनुमान**

**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।

**5.1.1** 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 2019-20 एवं 2020-21 की अवधि के दौरान एमपीपीजीसीएल, केन्द्रिय सेक्टर, संयुक्त उदगम एवं प्रतियोगितात्मक बोली के द्वारा निजी खिलाड़ियों से आने वाली नवीन उत्पादन क्षमता;
- पश्चिमी क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र की उत्पादन क्षमता आवंटन का प्रभाव

**5.1.2** 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 2019-20 एवं 2020-21 के दौरान नये केन्द्रीय तथा राज्य स्तरीय विद्युत उत्पादन गृह जो प्रारम्भ होने वाले हैं, वे निम्नानुसार हैं :-

**तालिका 84: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर**

Sr.no.	Particulars	Capacity (MW)	PLF/DE/CFU Considered (%) first 90 days	PLF/DE/CFU Considered (%) after 90 Days	Remarks	MP Share	MP Share	Energy Availability (MU) FY 20-21	CoD
						(%)	(MW)		
1	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	1x800	65.0%	85.0%	CERC Norms	50%	400	2887	Jun-2019
2	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	1x800	65.0%	85.0%	CERC Norms	50%	400	2756	Jan-2020
3	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -1	1x800	65.0%	85.0%	CERC Norms	11%	85	597	Oct-2019
4	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -2	1x800	65.0%	85.0%	CERC Norms	8%	64	431	Feb-2020
5	NTPC Khargone STPS, Unit-1	1x660	65.0%	85.0%	CERC Norms	50%	330	2316	Nov-2019
6	NTPC Khargone STPS, Unit-2	1x660	65.0%	85.0%	CERC Norms	50%	330	2185	Mar-2020
	<b>TOTAL</b>	<b>4520</b>					<b>1609</b>	<b>11172</b>	

**तालिका 85: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर**

Sr. no.	Particulars	Fixed Cost	Basis	Variable Cost in Rs. Per Unit	Basis
1	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	590.31	Fixed charges proportionate to weighted average of past 3 months Bills (June-19 to Aug-19)	3.80	Variable charges proportionate to weighted average of past 3 months Bills (June-19 to Aug-19)
2	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	590.31	Taken same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	3.80	Taken same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1
3	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	97.21	Proportionately calculated on the basis of NTPC Mauda Unit 1	2.41	As per MoD of Oct-19
4	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	70.84	Proportionately calculated on the basis of NTPC Mauda Unit 1	2.41	Taken same as NTPC Lara STPS, Unit-I
5	NTPC Khargone STPS, Unit-I	487.00	Proportionately calculated on the basis of Gadarwara	3.80	Taken same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1
6	NTPC Khargone STPS, Unit-II	487.00	Proportionately calculated on the basis of Gadarwara	3.80	Taken same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1

- 5.1.3 म.प्र राज्य को विभिन्न केन्द्रों से आवंटित भाग में 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 क्रमांक **WRPC / Comml-I / 6 / Alloc / 2019/948** दिनांक **30.09.2019** एवं पूर्व क्षेत्र एन.टी.पी.सी. कहलगांव-2 द्वारा उनके पत्र क्रमांक **5/31/2006 टी.एच.2** दिनांक **21 फरवरी-2007** एवं उत्तरी क्षेत्र द्वारा उनके पत्र क्रमांक **NRPC / OPR / 103/02/2018 / 6105-6103** दिनांक **01 जून 2018** और म.प्र. जनरेटिंग कंपनी तथा अन्य स्थोतों के आवंटन तथा उनके द्वारा की गई चर्चा तथा उनके कार्यालयीन दस्तावेजों के आधार पर समाहित किया गया है।
- 5.1.4 एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. / वितरण कंपनियों के आवंटित किए गए विद्यमान तथा नवीन विभिन्न स्टेशनों को नीचे दी गई तालिका में सूचीबद्ध किया गया है:-

**तालिका 86: अनुबंधित क्षमता – म.प्र.राज्य (विद्यमान तथा नवीन)**

Sr.no.	Particulars	Region	Capacity (MW)	FY 2018-19		FY 2019-20 (RE)		FY 2020-21 (Proj)	
				%	MW	%	MW	%	MW
<b>I</b>	<b>Central Sector</b>		<b>33,996</b>		<b>5,219</b>		<b>5,684</b>		<b>5,684</b>
1.	NTPC Korba	WR	2,100	22%	464.24	22%	466.67	22%	466.67
2.	NTPC Korba III	WR	500	14%	68.16	14%	69.59	14%	69.59
3.	NTPC Vidyachal I	WR	1,260	34%	427.82	34%	430.35	34%	430.35
4.	NTPC Vidyachal II	WR	1,000	31%	306.43	31%	308.32	31%	308.32
5.	NTPC Vidyachal III	WR	1,000	23%	233.43	24%	235.32	24%	235.32
6.	NTPC Vidyachal IV	WR	1,000	27%	267.72	27%	270.59	27%	270.59
7.	NTPC Vidyachal V Unit 1	WR	500	27%	133.52	100%	500	100%	500
8.	NTPC Sipat I	WR	1,980	15%	305.39	16%	311.08	16%	311.08
9.	NTPC Sipat II	WR	1,000	18%	176.03	18%	177.79	18%	177.79
10.	NTPC Mouda I	WR	1,000	17%	165.00	17%	165.15	17%	165.15
11.	NTPC Mouda II Unit 1	WR	660	34%	226.53	35%	230.32	35%	230.32
12.	NTPC Kawas GPP	WR	656	21%	140.16	21%	140.16	21%	140.16
13.	NTPC Gandhar GPP	WR	657	18%	117.18	18%	117.18	18%	117.18
14.	NTPC Solapur STPS, Unit-1	WR	1,320	12%	155.41	16%	210	16%	210
15.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	WR	800	50%	400.00	50%	400	50%	400
16.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	WR	800	50%	400.00	50%	400	50%	400
17.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	WR	800	8%	63.80	11%	85.05	11%	85.05
18.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	WR	800	8%	63.80	8%	63.8	8%	63.8
19.	NTPC Khargone STPS, Unit-I	WR	660	50%	330.00	50%	330	50%	330

Sr.no.	Particulars	Region	Capacity (MW)	Allocation Statement: MP Share		FY 2018-19		FY 2019-20 (RE)		FY 2020-21 (Proj)	
				%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
20.	NTPC Khargone STPS, Unit-II	WR	660	50%	330.00	50%	330	50%	330		
21.	TAPP Tarapur	WR	1,080	21%	229.79	21%	230.68	21%	230.68		
22.	KAPP Kakrapar	WR	440	26%	113.30	25%	111.06	25%	111.06		
23.	RAPP Rawabhatta	NR	440	0%	1.85	0%	1.85	0%	1.85		
24.	NAPP Narora	NR	440	0%	1.10	0%	1.1	0%	1.1		
25.	NTPC Auraiya GPP	NR	663	0%	1.72	0%	1.72	0%	1.72		
26.	NTPC Dadri GPP	NR	830	0%	2.24	0%	2.24	0%	2.24		
27.	NTPC Anta GPP	NR	419	0%	1.13	0%	1.13	0%	1.13		
28.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	NR	420	0%	0.34	0%	0.34	0%	0.34		
29.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	NR	210	1%	1.13	0%	0.55	0%	0.55		
30.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	NR	420	0%	0.55	0%	1.13	0%	1.13		
31.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	NR	500	0%	1.30	0%	1.3	0%	1.3		
32.	NTPC Rihand I	NR	1,000	0%	2.20	0%	2.2	0%	2.2		
33.	NTPC Rihand II	NR	1,000	0%	2.40	0%	2.4	0%	2.4		
34.	NTPC Rihand III	NR	1,000	0%	2.70	0%	2.7	0%	2.7		
35.	NTPC NCTP Dadri II	NR	980	0%	2.25	0%	2.25	0%	2.25		
36.	NTPC Singrauli	NR	2,000	0%	4.40	0%	4.4	0%	4.4		
37.	NTPC IGPS I Jhajjar	NR	1,500	0%	1.95	0%	1.95	0%	1.95		
38.	NTPC Kahalgaon 2	ER	1,500	5%	73.95	5%	74	5%	74		
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>		<b>6,586</b>	<b>79%</b>	<b>5,181</b>	<b>96%</b>	<b>6,317</b>	<b>96%</b>	<b>6,317</b>		
39.	Amarkantak TPS Ph-III	State	210	100%	210.00	100%	210	100%	210		
40.	Satpura TPS Phase III	State	830	51%	420.00	100%	830	100%	830		
41.	Satpura TPS Ph-IV	State	500	100%	500.00	100%	500	100%	500		
42.	SGTPS Ph-I & II	State	840	100%	840.00	100%	840	100%	840		
43.	SGTPS Ph-III	State	500	100%	500.00	100%	500	100%	500		
44.	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	State	1,200	100%	1,200.00	100%	1200	100%	1200		
45.	Shri Singaji STPS Phase-3	State	1,320	45%	594.00	100%	1320	100%	1320		
46.	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	State	90	100%	90.00	100%	90	100%	90		
47.	Bansagar Ph I HPS (Tons)	State	315	100%	315.00	100%	315	100%	315		
48.	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	State	30	100%	30.00	100%	30	100%	30		
49.	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	State	60	100%	60.00	100%	60	100%	60		
50.	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	State	20	100%	20.00	100%	20	100%	20		
51.	Birsinghpur HPS	State	20	100%	20.00	100%	20	100%	20		
52.	Marhikheda HPS	State	60	100%	60.00	100%	60	100%	60		

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यूह का एवं दर प्रस्ताव**

Sr.no.	Particulars	Region	Capacity (MW)	Allocation Statement: MP Share		FY 2018-19		FY 2019-20 (RE)		FY 2020-21 (Proj)	
				%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
53.	Rajghat HPS	State	45	50%	22.50	50%	22.5	50%	22.5		
54.	Gandhisagar HPS	State	115	50%	57.50	50%	57.5	50%	57.5		
55.	Ranapratap Sagar HPS	State	172	79%	135.50	50%	86	50%	86		
56.	Jawahar Sagar HPS	State	99	0%	-	50%	49.5	50%	49.5		
57.	Pench HPS	State	160	67%	106.67	67%	106.7	67%	106.7		
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>		<b>9,892</b>	<b>24%</b>	<b>2,415</b>	<b>25%</b>	<b>2,475</b>	<b>25%</b>	<b>2,475</b>		
58.	NHDC Indira Sagar HPS	State	1,000	100%	1,000.00	100%	1000	100%	1000		
59.	NHDC Omkareshwar HPS	State	520	100%	520.00	100%	520	100%	520		
60.	Sardar Sarovar HPS	WR	1,450	57%	826.50	57%	826.5	57%	826.5		
61.	SJVN Rampur HPS	NR	412	0%	0.66	0%	0.66	0%	0.66		
62.	SJVN Jhakri HPS	NR	1,500	0%	2.70	0%	2.7	0%	2.7		
63.	Tehri HPS	NR	1,000	0%	1.80	0%	1.8	0%	1.8		
64.	Koteshwar HPP	NR	400	0%	0.72	0%	0.72	0%	0.72		
65.	Parbati III	NR	520	0%	1.40	0%	1.4	0%	1.4		
66.	NHPC Chamera II	NR	300	0%	0.96	0%	0.96	0%	0.96		
67.	NHPC Chamera III	NR	231	0%	0.62	0%	0.62	0%	0.62		
68.	NHPC Dulhasti	NR	390	0%	1.05	0%	1.05	0%	1.05		
69.	NHPC Dhauliganga	NR	280	0%	0.76	0%	0.76	0%	0.76		
70.	NHPC Sewa II	NR	120	0%	0.31	0%	0.31	0%	0.31		
71.	NHPC Uri II	NR	240	0%	0.65	0%	0.65	0%	0.65		
72.	NHPC Kishanganga	NR	330	0%	0.86	0%	0.86	0%	0.86		
73.	NTPC Koldam HPP I	NR	800	0%	0.96	0%	0.96	0%	0.96		
74.	NTPC Singrauli Small HPP	NR	8	0%	0.02	0%	0.02	0%	0.02		
75.	Rihand HPS	NR	300	15%	45.00	15%	45	15%	45		
76.	Matatila HPS	NR	31	33%	10.00	33%	10	33%	10		
77.	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)	WR	60			100%	60	100%	60		
<b>IV</b>	<b>IPPs</b>		<b>10,318</b>	<b>33%</b>	<b>3,397</b>	<b>33%</b>	<b>3,427</b>	<b>33%</b>	<b>3,427</b>		
78.	Torrent Power	WR	1,148	7%	75.00	7%	75	7%	75		
79.	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	WR	300	100%	300.00	100%	300	100%	300		
80.	Reliance UMPP, Sasan	WR	3,960	38%	1,485.00	38%	1485	38%	1485		
81.	Jaiprakash Power STPS, Nigri	WR	1,320	38%	495.00	38%	495	38%	495		
82.	MB Power STPS	WR	1,200	35%	420.00	35%	420	35%	420		
83.	Jhabua Power STPS, Unit-1	WR	600	35%	210.00	35%	210	35%	210		
84.	BLA Power	State	90	35%	31.50	35%	31.5	35%	31.5		
85.	Jaypee Bina Power	State	500	70%	350.00	70%	350	70%	350		
86.	Essar Power STPS	State	1,200	3%	30.00	5%	60	5%	60		
<b>V</b>	<b>Renewables</b>				4,348.90		4,348.90			<b>3977.15</b>	

Sr.no.	Particulars	Region	Capacity (MW)	FY 2018-19		FY 2019-20 (RE)		FY 2020-21 (Proj)	
				%	MW	%	MW	%	MW
87.	Solar	State			1,535.90		1545.75		1545.75
88.	Other than Solar	State			2,771.25		2396.65		2396.65
89.	Mini/Micro Hydel	State			41.75		34.75		34.75
	<b>Total</b>		<b>60,791</b>		<b>20,560</b>		<b>22,252</b>		<b>21,880</b>

5.1.5 उपरोक्त तालिका में देखा जा सकता है कि कुछ प्रासंगिक जानकारी वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु निम्नानुसार 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 2019-20 एवं 2020-21 के लिए विद्युत क्रय लागत में इन विद्युत गृहों की लागत नहीं जोड़ी गयी है। यद्यपि वर्ष 2019-20 एवं 2020-2021 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 2019-20 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 2019-20 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 2019-20 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 2020-21 हेतु विद्युत की उपलब्धता ली गयी है, क्योंकि इनके विद्युत क्रय अनुबंध वर्तमान में क्रियाशील हैं।

## 5.2 एक्स बस उपलब्धता

वितरण कंपनियों द्वारा एक्स-बस उपलब्धता के अनुमान के लिए वित्त वर्ष 2018-19 और वित्त वर्ष 2019-20 (अगस्त 2019 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 2020-21 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 87: एक्स बस उपलब्धता (MUs) संयंत्रवार स्त्रोत**

Sr.No	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20 (Proj.)	FY 2020-21 (Proj.)
I	Central Sector	26,783	26,210	37,231
1	NTPC Korba	3,358.84	3,433.04	3,243.15

Sr.No	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20 (Proj.)	FY 2020-21 (Proj.)
2	NTPC Korba III	560.30	500.48	488.37
3	NTPC Vidyachal I	3,126.65	2,810.82	2,916.24
4	NTPC Vidyachal II	2,332.16	1,822.27	2,163.75
5	NTPC Vidyachal III	1,844.76	1,765.42	1,651.63
6	NTPC Vidyachal IV	2,155.23	2,103.43	1,898.96
7	NTPC Vidyachal V Unit 1	1,017.08	945.76	947.06
8	NTPC Sipat I	2,393.11	2,307.17	2,183.11
9	NTPC Sipat II	1,360.21	1,355.66	1,247.70
10	NTPC Mouda I	1,173.72	888.74	1,229.41
11	NTPC Mouda II Unit 1	1,475.07	937.04	1,616.35
12	NTPC Kawas GPP	1,153.54	681.50	718.30
13	NTPC Gandhar GPP	863.33	501.46	600.54
14	NTPC Solapur STPS, Unit-1	1,121.93	703.96	2,207.82
15	NTPC Gadarpura STPS, Unit-1	-	1,744.78	2,886.72
16	NTPC Gadarpura STPS, Unit-2	-	292.09	2,756.47
17	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	-	246.33	596.87
18	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	-	90.14	431.29
19	NTPC Khargone STPS, Unit-I	-	-	2,315.89
20	NTPC Khargone STPS, Unit-II	-	-	2,184.52
21	TAPP Tarapur	1,644.21	1,611.59	1,511.65
22	KAPP Kakrapar	185.27	641.75	727.78
23	RAPP Rawabhatta	8.95	11.80	12.75
24	NAPP Narora	6.34	7.04	7.58
25	NTPC Auraiya GPP	17.93	9.96	11.85
26	NTPC Dadri GPP	29.65	16.44	15.44
27	NTPC Anta GPP	60.66	8.05	7.79
28	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	59.88	29.94	2.34
29	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	55.88	38.87	3.79
30	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	19.39	16.45	7.79
31	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	2.71	25.74	8.96
32	NTPC Rihand I	21.78	24.19	15.16
33	NTPC Rihand II	23.31	23.66	16.54
34	NTPC Rihand III	24.30	30.35	18.61
35	NTPC NCTP Dadri II	13.38	17.31	15.51
36	NTPC Singrauli	49.83	69.22	30.33
37	NTPC IGPS I Jhajjar	73.48	26.09	13.44
38	NTPC Kahalgaon 2	549.70	471.07	519.32
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>27,452</b>	<b>26,231</b>	<b>34,769</b>
39	Amarkantak TPS Ph-III	1,496.07	1,533.43	1,424.00
40	Satpura TPS Phase III	3,778.42	2,402.65	3,924.00
41	Satpura TPS Ph-IV	3,649.43	3,072.66	3,406.00
42	SGTPS Ph-I & II	4,568.13	3,633.99	4,686.00
43	SGTPS Ph-III	3,533.39	2,955.51	3,499.00
44	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	6,884.46	5,026.47	7,530.49

Sr.No	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20 (Proj.)	FY 2020-21 (Proj.)
45	Shri Singaji STPS Phase-3	1,781.62	3,765.10	8,234.19
46	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	346.26	293.80	309.19
47	Bansagar Ph I HPS (Tons)	570.60	858.62	797.40
48	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	39.00	60.08	78.38
49	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	83.12	131.70	89.77
50	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	65.47	65.75	69.61
51	Birsinghpur HPS	29.41	33.25	30.93
52	Marhikheda HPS	87.72	73.93	69.69
53	Rajghat HPS	39.85	23.09	33.04
54	Gandhisagar HPS	123.44	104.40	159.14
55	Ranapratap Sagar HPS	165.17	213.54	176.14
56	Jawahar Sagar HPS	122.02	21.28	125.51
57	Pench HPS	88.31	135.75	127.00
58	Shri Singaji Phase-2, Unit-2		1,826.49	
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>2,247</b>	<b>4,815</b>	<b>4,332</b>
59	NHDC Indira Sagar HPS	-	1,254.72	1,831.00
60	NHDC Omkareshwar HPS	-	573.64	855.36
61	Sardar Sarovar HPS	-	746.91	955.79
62	SJVN Rampur HPS	2.61	4.88	4.55
63	SJVN Jhakri HPS	9.66	19.10	18.61
64	Tehri HPS	7.68	2.50	12.41
65	Koteshwar HPP	3.20	1.13	4.96
66	Parbati III	1.49	2.08	9.65
67	NHPC Chamera II	3.73	3.35	6.62
68	NHPC Chamera III	2.22	2.21	4.27
69	NHPC Dulhasti	4.62	3.28	7.24
70	NHPC Dhauliganga	2.43	2.49	5.24
71	NHPC Sewa II	2.56	1.06	2.14
72	NHPC Uri II	1.73	2.41	4.48
73	NHPC Kishanganga	1.19	1.87	5.93
74	NTPC Koldam HPP I	3.59	3.26	6.62
75	NTPC Singrauli Small HPP	0.02	0.03	0.14
76	Rihand HPS	-	-	82.37
77	Matatila HPS	-	-	14.78
78	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)		-	499.50
79	ISP	1,266.33	1,316.65	-
80	OSP	609.98	368.57	-
81	SSP	313.73	504.15	-
82	ISP NVDA	10.70	0.59	-
83	Bargi NVDA	-	-	-
<b>IV</b>	<b>IPPs</b>	<b>23,906</b>	<b>20,160</b>	<b>22,616</b>

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

Sr.No	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20 (Proj.)	FY 2020-21 (Proj.)
84	Torrent Power	648.12	366.45	384.35
85	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	2,097.41	2,036.54	2,032.76
86	Reliance UMPP, Sasan	11,456.22	10,204.07	10,421.86
87	Jaiprakash Power STPS, Nigri	3,325.79	2,775.20	3,207.97
88	MB Power STPS	2,901.12	2,005.33	2,728.32
89	Jhabua Power STPS, Unit-1	1,045.90	859.93	979.36
90	BLA Power	47.97	64.87	68.56
91	Jaypee Bina Power	2,336.75	1,818.87	2,371.55
92	Essar Power STPS	46.29	28.92	421.07
	<b>Renewables</b>	<b>6,640.32</b>	<b>7,258.52</b>	<b>7,324.70</b>
93	Solar	1,873.42	2,722.81	2,601.14
94	Other than Solar	4,766.90	4,509.18	4,704.44
95	Mini/Micro Hydel		26.53	19.12
	<b>Total</b>	<b>87,007</b>	<b>84,675</b>	<b>106,272</b>

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूह का एवं दर प्रस्ताव**

---

**तालिका 88: वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए माहवार बिजली की उपलब्धता**

<b>Monthwise availability</b>														
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>April</b>	<b>May</b>	<b>June</b>	<b>July</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
<b>I</b>	<b>Central Sector</b>	<b>3032</b>	<b>3180</b>	<b>3022</b>	<b>2955</b>	<b>2920</b>	<b>3072</b>	<b>3359</b>	<b>3237</b>	<b>3310</b>	<b>3230</b>	<b>2724</b>	<b>3188</b>	<b>37231</b>
1.	NTPC Korba	294	304	294	304	283	264	295	274	260	223	194	255	3243
2.	NTPC Korba III	45	46	45	0	36	45	46	45	46	46	42	46	488
3.	NTPC Vidyachal I	227	227	225	221	248	263	272	263	272	245	205	249	2916
4.	NTPC Vidyachal II	198	205	126	153	132	147	205	198	205	205	185	205	2164
5.	NTPC Vidyachal III	99	152	147	152	152	147	152	147	152	130	89	130	1652
6.	NTPC Vidyachal IV	174	93	152	180	93	152	180	174	180	180	162	180	1899
7.	NTPC Vidyachal V Unit 1	85	88	85	88	3	85	88	85	88	88	79	88	947
8.	NTPC Sipat I	196	203	131	137	143	184	203	196	203	203	183	203	2183
9.	NTPC Sipat II	70	113	109	113	113	109	113	109	113	113	102	73	1248
10.	NTPC Mouda I	110	114	110	114	114	110	114	110	114	106	49	67	1229
11.	NTPC Mouda II Unit 1	145	150	145	150	77	72	150	145	150	150	135	150	1616
12.	NTPC Mouda II Unit 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13.	NTPC Kawas GPP	61	62	61	63	56	61	63	60	62	63	43	63	718
14.	NTPC Gandhar GPP	51	53	51	53	45	51	53	51	51	53	32	53	601
15.	NTPC Solapur STPS, Unit-1	198	204	198	6	204	198	204	198	204	204	185	204	2208
16.	NTPC Solapur STPS, Unit-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	237	245	237	245	245	237	245	237	245	245	221	245	2887
18.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	180	238	231	238	238	231	238	231	238	238	215	238	2756
19.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	49	51	49	51	51	49	51	49	51	51	46	51	597
20.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	28	30	37	38	38	37	38	37	38	38	34	38	431
21.	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22.	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -IV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Monthwise availability</b>														
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>April</b>	<b>May</b>	<b>June</b>	<b>July</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
23.	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -V	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.	NTPC Khargone STPS, Unit-I	190	197	190	197	197	190	197	190	197	197	178	197	2316
25.	NTPC Khargone STPS, Unit-II	146	150	150	197	197	190	197	190	197	197	178	197	2185
26.	NTPC Khargone STPS, Unit-III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.	TAPP Tarapur	128	133	128	133	133	128	133	128	126	133	75	133	1512
28.	KAPP Kakrapar	62	64	62	64	64	62	64	62	61	64	36	64	728
29.	RAPP Rawabhatta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
30.	NAPP Narora	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
31.	NTPC Auraiya GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
32.	NTPC Dadri GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
33.	NTPC Anta GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
34.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
35.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
36.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
37.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
38.	NTPC Rihand I	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
39.	NTPC Rihand II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
40.	NTPC Rihand III	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	19
41.	NTPC NCTP Dadri II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
42.	NTPC Singrauli	2	3	2	3	3	2	3	2	3	3	2	3	30
43.	NTPC IGPS I Jhajjar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
44.	NTPC Kahalgaon 2	43	43	43	45	45	43	45	42	43	45	40	45	519
	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>2842</b>	<b>2933</b>	<b>2716</b>	<b>2633</b>	<b>2831</b>	<b>2934</b>	<b>3129</b>	<b>2981</b>	<b>3030</b>	<b>3051</b>	<b>2703</b>	<b>2986</b>	<b>34769</b>
45.	Amarkantak TPS Ph-III	127	131	127	84	63	123	131	127	131	131	118	131	1424

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Monthwise availability</b>														
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>April</b>	<b>May</b>	<b>June</b>	<b>July</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
46.	Satpura TPS Phase III	343	355	259	262	304	281	361	349	361	361	327	361	3924
47.	Satpura TPS Ph-IV	294	304	294	220	220	289	304	294	304	304	275	304	3406
48.	SGTPS Ph-I & II	414	428	361	280	297	319	441	426	441	441	398	440	4686
49.	SGTPS Ph-III	289	299	289	292	292	282	299	290	299	299	270	299	3499
50.	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	619	640	619	640	640	619	640	619	640	640	578	640	7530
51.	Shri Singaji STPS Phase-3	677	699	677	699	699	677	699	677	699	699	632	699	8234
52.	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	10	8	5	20	50	60	30	19	25	55	15	13	309
53.	Bansagar Ph I HPS (Tons)	25	25	40	40	140	150	100	100	50	50	40	40	797
54.	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	2	2	4	4	14	15	10	10	5	5	4	4	78
55.	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	0	0	0	25	25	25	3	3	6	3	0	0	90
56.	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	3	3	2	3	0	6	5	8	12	10	9	9	70
57.	Birsinghpur HPS	0	0	0	9	13	9	0	0	0	0	0	0	31
58.	Marhikheda HPS	0	0	0	5	10	11	12	12	10	10	0	0	70
59.	Rajghat HPS	2	2	2	3	5	5	3	3	3	3	2	2	33
60.	Gandhisagar HPS	8	7	8	12	24	23	16	14	13	12	11	11	159
61.	Ranapratap Sagar HPS	14	15	14	15	15	14	15	14	15	15	14	15	176
62.	Jawahar Sagar HPS	10	11	10	11	11	10	11	10	11	11	10	11	126
63.	Pench HPS	5	5	5	10	10	16	50	7	7	3	2	8	127
	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>337</b>	<b>346</b>	<b>338</b>	<b>364</b>	<b>406</b>	<b>393</b>	<b>377</b>	<b>358</b>	<b>364</b>	<b>364</b>	<b>327</b>	<b>359</b>	<b>4332</b>
64.	NHDC Indira Sagar HPS	150	156	150	156	156	150	156	150	156	156	140	156	1831
65.	NHDC Omkareshwar HPS	70	73	70	73	73	70	73	70	73	73	66	73	855
66.	Sardar Sarovar HPS	79	81	79	81	81	79	81	79	81	81	73	81	956
67.	SJVN Rampur HPS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
68.	SJVN Jhakri HPS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	19
69.	Tehri HPS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
70.	Koteshwar HPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
71.	Parbati III	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Monthwise availability</b>														
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>April</b>	<b>May</b>	<b>June</b>	<b>July</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dec</b>	<b>Jan</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
72.	NHPC Chamera II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
73.	NHPC Chamera III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
74.	NHPC Dulhasti	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
75.	NHPC Dhauliganga	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
76.	NHPC Sewa II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
77.	NHPC Uri II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
78.	NHPC Kishanganga	0	1	0	1	1	0	1	0	1	1	0	1	6
79.	NTPC Koldam HPP I	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
80.	NTPC Singrauli Small HPP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
81.	Rihand HPS	4	4	4	6	12	12	8	7	7	6	6	6	82
82.	Matatila HPS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
83.	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)	25	23	26	39	75	72	50	42	39	39	33	34	500
84.	<b>IPPs</b>	<b>1925</b>	<b>1876</b>	<b>1748</b>	<b>1865</b>	<b>1720</b>	<b>1819</b>	<b>2015</b>	<b>1941</b>	<b>2003</b>	<b>1981</b>	<b>1720</b>	<b>2002</b>	<b>22616</b>
85.	Torrent Power	34	35	34	35	35	34	35	25	23	26	32	35	384
86.	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	178	184	178	184	56	178	184	178	184	184	166	184	2033
87.	Reliance UMPP, Sasan	892	821	778	871	808	816	947	917	947	922	756	947	10422
88.	Jaiprakash Power STPS, Nigri	264	272	264	272	272	264	272	264	272	272	246	272	3208
89.	MB Power STPS	224	232	224	232	232	224	232	224	232	232	209	232	2728
90.	Jhabua Power STPS, Unit-1	80	83	80	83	83	80	83	80	83	83	75	83	979
91.	BLA Power	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	6	69
92.	Jaypee Bina Power	211	218	148	145	190	180	218	211	218	218	197	218	2372
93.	Essar Power STPS	37	25	37	38	38	37	38	37	38	38	34	25	421
	<b>Renewables</b>	<b>602</b>	<b>622</b>	<b>602</b>	<b>622</b>	<b>623</b>	<b>603</b>	<b>622</b>	<b>602</b>	<b>622</b>	<b>622</b>	<b>562</b>	<b>622</b>	<b>7325</b>
94.	Solar	214	221	214	221	221	214	221	214	221	221	200	221	2601
95.	Other than Solar	387	400	387	400	400	387	400	387	400	400	361	400	4704
96.	Mini/Micro Hydel	1	1	1	2	3	3	2	2	2	1	1	1	19
97.	Total	<b>8738</b>	<b>8956</b>	<b>8426</b>	<b>8440</b>	<b>8500</b>	<b>8820</b>	<b>9503</b>	<b>9119</b>	<b>9330</b>	<b>9248</b>	<b>8036</b>	<b>9157</b>	<b>106272</b>

### 5.3 नवकरणीय क्रय दायित्व

- 5.3.1 विद्युत नियामक आयोग ने अधिसूचना दिनांक 31.08.2017 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।
- 5.3.2 इसी दौरान माननीय विद्युत नियामक आयोग के द्वारा उपरोक्त विनियमन का 6 वाँ 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, 1.75% 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 & 6.00% for Solar and 8.50% for Non-Solar for FY 2020-21 excluding consumption met through hydro sources of power during the FY.*
- 5.3.3 As can be verified from the above Regulation, the Hon'ble Commission defined a percentage of RPO on Ex-Bus Requirement by excluding Hydel sources of power in the Sixth Amendment. The Petitioner, in view of the RPO targets as specified under Sixth 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 02<sup>nd</sup>, 2015 & National Tariff Policy, 2016 had made an arrangement under various PPA for its compliance. As a result, there was a surplus situation of availability from solar during FY 2018-19 & FY 2019-20 and deficit during FY 2020-21 for complying with RPO targets. However there was deficit in non-solar for FY 2018-19, FY 2019-20 & FY 2020-21. Accordingly the Petitioners have calculated the RPO requirement as shown in the following तालिका:

**तालिका 89: नवकरणीय क्रय दायित्व (MUs)**

Sr.no	Particulars	MP State		
		FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
A	<b>RPO Obligations (%)</b>	<b>9.25%</b>	<b>12.00%</b>	<b>14.50%</b>
1	Solar	1.75%	4.00%	6.00%
2	Other than Solar	7.50%	8.00%	8.50%
B	<b>Ex-Bus RPO Requirement based on MoD (MUs) excluding Hydro</b>	<b>6,456.05</b>	<b>7,826.83</b>	<b>10,089.42</b>
1	Solar	1,221.42	2,608.94	4,174.93
2	Other than Solar	5,234.64	5,217.88	5,914.49

Sr.no	Particulars	MP State		
		FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
C	<b>Energy Available from Existing Sources (MUs)</b>	<b>6,640.32</b>	<b>7,231.99</b>	<b>7,324.70</b>
1	Solar	1,873.42	2,722.81	2,601.14
2	Other than Solar	4,766.90	4,509.18	4,723.55
D	<b>Shortfall (MUs)</b>	<b>467.74</b>	<b>708.71</b>	<b>2,764.72</b>
1	Solar	-	-	1,573.79
2	Other than Solar	467.74	708.71	1,190.93
E	<b>Extra Power Available for Sale after meeting RPO obligations which needs to be sold (MUs)</b>	<b>652.01</b>	<b>113.87</b>	-
1	Solar	652.01	113.87	-
2	Other than Solar	-	-	-
G	<b>Renewable Energy Purchase Rate (Paisa/kWh)</b>			
1	Solar	5.39	5.00	5.00
2	Other than Solar	5.11	5.54	5.54
H	<b>Renewable Energy Purchase for Shortage Power (Rs Crores)</b>	<b>238.85</b>	<b>392.50</b>	<b>1,445.84</b>
1	Solar	-	-	786.27
2	Other than Solar	238.85	392.50	659.57
I	<b>Total Renewable Energy Purchase to meet RPO (Rs Crores)</b>	<b>238.85</b>	<b>392.50</b>	<b>5,355.57</b>
1	Solar	-	-	2,085.81
2	Other than Solar	238.85	392.50	3,269.76
J	<b>Renewable Energy Sale Rate for Surplus Power (Paisa/kWh)</b>			
1	Solar	342.10	328.44	328.44
2	Other than Solar	342.10	328.44	328.44
K	<b>Revenue from sale of additional Renewable Energy (Rs Crores)</b>	<b>160.01</b>	<b>232.77</b>	<b>908.06</b>
1	Solar	-	-	516.90
2	Other than Solar	160.01	232.77	391.16
I	<b>Net additional cost to be borne due to shortage of RPO (Rs. Cr)</b>	<b>78.83</b>	<b>159.73</b>	<b>537.78</b>
1	Solar	-	-	269.37
2	Other than Solar	78.83	159.73	268.41

5.3.4 It may be observed from the above तालिका that there is a shortfall of the RPO from Solar and Non-solar energy in FY 2020-21 and the Petitioners would meet its Renewable Purchase Obligation requirement from its contracted sources with an objective to promote renewable energy and to comply with its contractual obligations.

#### 5.4 Backing down of Power उपलब्ध ऊर्जा की कमी करना (बैकडाउन)

- 5.4.1 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 2020-21 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 2018-19 से 2019-20 तक बेक डाउन तथा मानक उपलब्धता की गणना करने हेतु वर्ष 2018-19 से 2019-20 (अगस्त-19 तक) का प्रावधिक डाटा का उपयोग किया है।
- 5.4.2 याचिकाकर्ताओं द्वारा उसके पश्चात जिन स्टेशनों / केन्द्रों की परिवर्तनीय लागत एम.ओ.डी. सिद्धान्त में अधिक है, उन्हें आंशिक तौर पर बेकडाउन किया गया है, जिसकी औसत दर ऊर्जा के विक्रय जो आई.ई.एक्स के सिद्धान्त पर विगत 30 माहों में 328.44 प्रति यूनिट वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए है। जब कि मांग की पूर्ति करने हेतु उन्हें चलाने की आवश्यकता नहीं होती है एवं बाजार में बिजली की दरें उनके चलाने के औचित्य को सही ठहराते हैं। 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 ख्रोतों से विद्युत खरीदी को टाला जाता है। पावर खरीदी लागत में कमी यदि अधिक दर पर विक्रय की जाती है, जो भी स्थिति हो, के परिणाम स्वरूप लाभ को अंततः उपभोक्ता के हिस्से में जोड़ा जाता है।
- 5.4.3 The following तालिका shows the stations which are considered for partial/full back down for FY 2020-21: निम्न तालिका में ऐसे स्टेशनों को दर्शाती है, जिनसे वर्ष 2020-21 में आंशिक तौर पर पावर बेकडाउन किया गया है :-

**तालिका 90: बैकडाउन आफ पावर (MUs) – पावर स्टेशनवार**

Sr. No	Particulars	FY 2020-21		
		Normative Availability	Net Availability	Back Down of Power
I	<b>Central Sector</b>	<b>37,231</b>	<b>22,993</b>	<b>14,238</b>
1	NTPC Korba	3,243	3,243	-
2	NTPC Korba III	488	488	-
3	NTPC Vindyachal I	2,916	2,916	-
4	NTPC Vindyachal II	2,164	2,164	-
5	NTPC Vindyachal III	1,652	1,652	-
6	NTPC Vindyachal IV	1,899	1,899	-
7	NTPC Vindyachal V Unit 1	947	947	-
8	NTPC Sipat I	2,183	2,183	-
9	NTPC Sipat II	1,248	1,248	-
10	NTPC Mouda I	1,229	-	1,229
11	NTPC Mouda II Unit 1	1,616	1,616	-
12	NTPC Mouda II Unit 2		-	-
13	NTPC Kawas GPP	718	718	-
14	NTPC Gandhar GPP	601	-	601
15	NTPC Solapur STPS, Unit-1	2,208	-	2,208
16	NTPC Solapur STPS, Unit-2		-	-
17	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	2,887	-	2,887
18	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	2,756	-	2,756
19	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	597	597	-
20	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	431	431	-

Sr. No	Particulars	FY 2020-21		
		Normative Availability	Net Availability	Back Down of Power
21	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -III		-	-
22	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -IV		-	-
23	NTPC Lara STPS, Raigarh Unit -V		-	-
24	NTPC Khargone STPS, Unit-I	2,316	-	2,316
25	NTPC Khargone STPS, Unit-II	2,185	-	2,185
26	NTPC Khargone STPS, Unit-III		-	-
27	TAPP Tarapur	1,512	1,512	-
28	KAPP Kakrapar	728	728	-
29	RAPP Rawabhatta	13	13	-
30	NAPP Narora	8	8	-
31	NTPC Auraiya GPP	12	-	12
32	NTPC Dadri GPP	15	-	15
33	NTPC Anta GPP	8	8	-
34	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	2	2	-
35	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	4	4	-
36	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	8	8	-
37	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	9	9	-
38	NTPC Rihand I	15	15	-
39	NTPC Rihand II	17	17	-
40	NTPC Rihand III	19	19	-
41	NTPC NCTP Dadri II	16	-	16
42	NTPC Singrauli	30	30	-
43	NTPC IGPS I Jhajjar	13	-	13
44	NTPC Kahalgaon 2	519	519	-
45	NTPC Talcher		-	-
46	NTPC Farakka		-	-
47	NTPC Meja		-	-
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>34,769</b>	<b>34,769</b>	<b>-</b>
48	Amarkantak TPS Ph-III	1,424	1,424	-
49	Satpura TPS Phase III	3,924	3,924	-
50	Satpura TPS Ph-IV	3,406	3,406	-
51	SGTPS Ph-I & II	4,686	4,686	-
52	SGTPS Ph-III	3,499	3,499	-
53	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	7,530	7,530	-
54	Shri Singaji STPS Phase-3	8,234	8,234	-
55	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	309	309	-
56	Bansagar Ph I HPS (Tons)	797	797	-
57	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	78	78	-
58	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	90	90	-
59	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	70	70	-
60	Birsinghpur HPS	31	31	-
61	Marhikheda HPS	70	70	-
62	Rajghat HPS	33	33	-
63	Gandhisagar HPS	159	159	-
64	Ranapratap Sagar HPS	176	176	-
65	Jawahar Sagar HPS	126	126	-
66	Pench HPS	127	127	-
67	Shri Singaji Phase-2, Unit-2			-
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>4,332</b>	<b>4,331</b>	<b>0</b>
68	NHDC Indira Sagar HPS	1,831	1,831	-
69	NHDC Omkareshwar HPS	855	855	-
70	Sardar Sarovar HPS	956	956	-
71	SJVN Rampur HPS	5	5	-
72	SJVN Jhakri HPS	19	19	-
73	Tehri HPS	12	12	-

Sr. No	Particulars	FY 2020-21		
		Normative Availability	Net Availability	Back Down of Power
74	Koteshwar HPP	5	5	-
75	Parbati III	10	10	-
76	NHPC Chamera II	7	7	-
77	NHPC Chamera III	4	4	-
78	NHPC Dulhasti	7	7	-
79	NHPC Dhauliganga	5	5	-
80	NHPC Sewa II	2	2	-
81	NHPC Uri II	4	4	-
82	NHPC Kishanganga	6	6	-
83	NTPC Koldam HPP I	7	7	-
84	NTPC Singrauli Small HPP	0	-	0
85	Rihand HPS	82	82	-
86	Matatila HPS	15	15	-
87	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)	500	500	-
88	ISP			-
89	OSP			-
90	SSP			-
91	ISP NVDA			-
92	Bargi NVDA			-
	<b>DVC</b>	-	-	-
93	DVC MTPS		-	-
94	DVC CTPS		-	-
95	DVC DTPS		-	-
	<b>IPPs</b>	<b>22,616</b>	<b>19,370</b>	<b>3,246</b>
95	Torrent Power	384	-	384
96	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	2,033	2,033	-
97	Reliance UMPP, Sasan	10,422	10,422	-
98	Jaiprakash Power STPS, Nigri	3,208	3,208	-
99	MB Power STPS	2,728	2,728	-
100	Jhabua Power STPS, Unit-1	979	979	-
101	BLA Power	69	-	69
102	Jaypee Bina Power	2,372	-	2,372
103	Essar Power STPS	421	-	421
	<b>Renewables</b>	<b>7,325</b>	<b>7,325</b>	-
103	Solar	2,601	2,601	-
104	Other than Solar	4,704	4,704	-
105	Mini/Micro Hydel	19	19	-
	<b>Total</b>	<b>106,272</b>	<b>88,789</b>	<b>17,483</b>

## 5.5 राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण

- 5.5.1 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।
- 5.5.2 विद्युत वितरण कंपनियों को कुल उपलब्धता एवं लागत के आवंटन हेतु म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी ने वितरण कंपनियों की सीमा पर वर्ष 2018-19 से 2020-21 की अवधि हेतु माहवार ऊर्जा आवश्यकता को आधार माना है, जो निम्न तालिका में दर्शाया गया है :-

तालिका 91: राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण

Allocation Statement at State Boundary Level														
Sr.no	Discom	April	May	June	July	August	September	October	November	December	January	February	March	Total
<b>1</b>														
a	MP State	4,765	5,717	5,129	4,833	4,878	4,959	6,632	7,196	7,603	7,451	6,441	6,018	71,561
b	East	1,584	1,728	1,453	1,461	1,541	1,623	2,131	2,120	2,186	2,165	1,843	1,904	21,740
c	Central	1,684	1,891	1,614	1,713	1,898	1,811	2,362	2,475	2,500	2,461	1,989	2,011	24,409
d	West	1,497	2,098	2,062	1,659	1,439	1,524	2,140	2,601	2,917	2,825	2,609	2,103	25,412
<b>2</b>														
a	MP State	5,125	5,633	5,173	4,884	4,922	5,111	6,259	6,834	6,840	6,378	5,916	5,588	68,367
b	East	1,631	1,744	1,560	1,505	1,563	1,631	1,873	1,950	1,932	1,799	1,675	1,638	20,493
c	Central	1,559	1,690	1,602	1,611	1,677	1,697	1,956	2,047	2,079	2,026	1,887	1,806	21,624
d	West	1,935	2,199	2,011	1,768	1,683	1,783	2,430	2,837	2,830	2,553	2,353	2,145	26,250
<b>3</b>														
a	MP State	5,542	6,089	5,590	5,282	5,327	5,531	6,764	7,378	7,384	6,888	6,389	6,038	74,188
b	East	1,807	1,933	1,728	1,667	1,732	1,807	2,075	2,161	2,140	1,993	1,856	1,815	22,083
c	Central	1,689	1,830	1,735	1,745	1,815	1,838	2,118	2,216	2,251	2,194	2,044	1,955	22,771
d	West	2,047	2,326	2,127	1,870	1,780	1,886	2,571	3,001	2,993	2,701	2,489	2,268	27,000
<b>4</b>														
a	MP State	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	East	33%	30%	28%	30%	32%	33%	32%	29%	29%	29%	29%	32%	30%
c	Central	35%	33%	31%	35%	39%	37%	36%	34%	33%	33%	31%	33%	34%
d	West	31%	37%	40%	34%	30%	31%	32%	36%	38%	38%	41%	35%	36%
<b>5</b>														
a	MP State	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	East	32%	31%	30%	31%	32%	32%	30%	29%	28%	28%	28%	29%	30%
c	Central	30%	30%	31%	33%	34%	33%	31%	30%	30%	32%	32%	32%	32%
d	West	38%	39%	39%	36%	34%	35%	39%	42%	41%	40%	40%	38%	38%
<b>6</b>														
a	MP State	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	East	33%	32%	31%	32%	33%	33%	31%	29%	29%	29%	29%	30%	31%
c	Central	30%	30%	31%	33%	34%	33%	31%	30%	30%	32%	32%	32%	32%
d	West	37%	38%	38%	35%	33%	34%	38%	41%	41%	39%	39%	38%	38%

## 5.6 अधिक उपलब्ध विद्युत का प्रबंधन

- 5.6.1 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।
- 5.6.2 विगत 30 माहों (वित्तीय वर्ष 2017-18, 2018-19 एवं 2019-20 (सितम्बर-2019) तक) में पावर एक्सचेंज (IEX) की दर 328.44 पैसे प्रति यूनिट देखी गयी है। अतिरिक्त पावर से राजस्व गणना करने हेतु (IEX) की दर 328.44 पैसे प्रति यूनिट वर्ष 2020-21 के लिए ली गयी है। याचिकाकर्ताओं ने वर्ष 2018-19 से 2019-20 तक के लिए अतिरिक्त विक्रय के लिये यूनिट की गणना हेतु वर्ष 2017-18 से 2019-20 (अगस्त 2019 तक) का प्रावधिक डाटा का उपयोग किया है।
- 5.6.3 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 92: आधिक्य विद्युत उपलब्धता का प्रबंधन MUs)**

Management of Surplus Energy (MUs)		
Sr.no	Particulars	FY 2020-21 (Proj.)
1.	Ex-Bus Availability	106,272
2.	Back down of Power including Surplus Sale of Power	17,483
3.	Energy Available after Back down	88,789
4.	Ex-Bus Energy Required by Discom's	75,517
5.	Ex-Bus Energy Required by Discom's including UI Adjustment	75,517
6.	Surplus Units available for Sale	13,272
7.	IEX Rate (Paisa/kWh)	328.44
8.	Revenue from Sale of Surplus Power (Rs Crores)	4,359.16
9.	Purchase Cost of Surplus Power- Variable (Rs Crores) including Renewables	3,689.60
10.	Total saving in variable cost of surplus energy from sale of surplus energy (Rs Crore)	669.55

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

## A6: विद्युत क्रय की लागत

### 6.1 विद्युत केन्द्रों की दरों की विस्तृत जानकारी

सभी उत्पादन केन्द्रों हेतु नियत प्रभार (रु. करोड़ में) एवं परिवर्तनीय दर (पैसे प्रति यूनिट) निम्न तालिका में दिये कार्यप्रणाली अनुसार ली गई हैं।

**तालिका 93: वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु विद्युत क्रय लागत की कार्यप्रणाली**

Sr. no.	Particulars	Fixed Charge	Basis for Fixed Charges	Variable Charge	Basis for Energy Charges
I	Central Sector				
1.	NTPC Korba	221.51	CERC Order 24-02-2017	1.39	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
2.	NTPC Korba III	66.69	CERC Order 03-03-2017	1.37	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
3.	NTPC Vidyachal I	248.67	CERC Order 24-02-2017	1.86	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
4.	NTPC Vidyachal II	149.61	CERC Order 06-02-2017	1.89	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
5.	NTPC Vidyachal III	171.90	CERC Order 24-02-2017	1.76	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
6.	NTPC Vidyachal IV	295.86	CERC Order 10-03-2017	1.75	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
7.	NTPC Vidyachal V Unit 1	155.81	CERC Order 31-08-2016	1.79	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
8.	NTPC Sipat I	281.38	CERC Order 29-03-2017	1.35	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
9.	NTPC Sipat II	153.52	CERC Order 21-03-2017	1.39	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
10.	NTPC Mouda I	188.77	CERC Order 01-02-2017	3.31	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
11.	NTPC Mouda II Unit 1	255.73	CERC Order 05-04-2017	3.08	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
12.	NTPC Kawas GPP	86.91	CERC Order 24-03-2017	2.84	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
13.	NTPC Gandhar GPP	89.92	CERC Order 10-04-2017	3.82	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
14.	NTPC Solapur STPS, Unit-1	314.19	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	4.47	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
15.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	590.31	Fixed charges proportionate to Weighted Average of	3.80	Variable charges proportionate to Weighted Average of past 3 months Bills (June-19 to Aug-19)

<b>Sr. no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Basis for Fixed Charges</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Basis for Energy Charges</b>
			past 3 months Bills (June-19 to Aug-19)		
16.	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	590.31	Considered same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	3.80	Considered same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1
17.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	97.21	Proportionately calculated on the basis of NTPC Mauda Unit 1	2.41	As per MoD of Oct-19
18.	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	70.84	Proportionately calculated on the basis of NTPC Mauda Unit 1	2.41	Considered same as NTPC Lara STPS, Unit-1
19.	NTPC Khargone STPS, Unit-I	487.00	Proportionately calculated on the basis of Gadarwara	3.80	Considered same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1
20.	NTPC Khargone STPS, Unit-II	487.00	Proportionately calculated on the basis of Gadarwara	3.80	Considered same as NTPC Gadarwara STPS, Unit-1
21.	TAPP Tarapur	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	3.11	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
22.	KAPP Kakrapar	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	2.48	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
23.	RAPP Rawabhatta	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	4.05	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
24.	NAPP Narora	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	3.20	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
25.	NTPC Auraiya GPP	0.64	CERC Order 18-04-2017	3.91	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
26.	NTPC Dadri GPP	0.95	CERC Order 01-02-2017	3.83	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
27.	NTPC Anta GPP	0.59	CERC Order 19-09-2017	3.28	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
28.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0.23	CERC Order 22-03-2017	3.21	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
29.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	0.46	CERC Order 19-04-2017	3.18	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
30.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	0.69	CERC Order 31-03-2017	3.19	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
31.	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	0.94	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	3.19	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
32.	NTPC Rihand I	1.29	CERC Order 23-08-2016	1.35	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
33.	NTPC Rihand II	1.19	CERC ORDER 01-12-2016	1.34	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)

<b>Sr. no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Basis for Fixed Charges</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Basis for Energy Charges</b>
34.	NTPC Rihand III	2.75	CERC ORDER 06-12-2017	1.35	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
35.	NTPC NCTP Dadri II	2.12	CERC ORDER 02-05-2017	3.67	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
36.	NTPC Singrauli	1.99	CERC Order 28-07-2016	1.39	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
37.	NTPC IGPS I Jhajjar	2.04	CERC ORDER 09-03-2017	3.44	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
38.	NTPC Kahalgaon 2	56.35	CERC Order 21-01-2017	2.12	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>				
39.	Amarkantak TPS Ph-III	211.32	MPERC Order 14-07-2016	1.59	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
40.	Satpura TPS Phase III	407.73	MPERC Order 14-07-2016	2.72	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
41.	Satpura TPS Ph-IV	672.84	MPERC Order 14-07-2017	2.26	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
42.	SGTPS Ph-I & II	360.28	MPERC Order 14-07-2016	2.15	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
43.	SGTPS Ph-III	385.99	MPERC Order 14-07-2016	1.99	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
44.	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	1,176.14	MPERC Order 14-07-2017	2.78	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
45.	Shri Singaji STPS Phase-3	1,192.44	MPERC Order 07-03-2019 And MPERC Order 18-06-2019	2.64	Variable charges as per Weighted Average of past 5 months Bills (Apr-19 to Aug-19)
46.	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	13.80	MPERC Order 14-07-2016	0.64	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
47.	Bansagar Ph I HPS (Tons)	124.78	MPERC Order 14-07-2016	0.78	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
48.	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	-	0	0.83	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
49.	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	-	0	1.61	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
50.	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	15.40	MPERC Order 14-07-2016	1.06	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
51.	Birsinghpur HPS	4.62	MPERC Order 14-07-2016	0.97	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)

<b>Sr. no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Basis for Fixed Charges</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Basis for Energy Charges</b>
52.	Marhikheda HPS	32.67	MPERC Order 14-07-2016	2.17	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
53.	Rajghat HPS	6.17	MPERC Order 14-07-2016	1.73	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
54.	Gandhisagar HPS	5.52	MPERC Order 14-07-2016	0.77	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
55.	Ranapratap Sagar HPS	4.66	As per Tariff Order for FY 2018-19 Considered same as Gandhi Sagar	1.51	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
56.	Jawahar Sagar HPS	-	0	1.51	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
57.	Pench HPS	11.63	MPERC Order 14-07-2016	0.47	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>				
58.	NHDC Indira Sagar HPS	502.78	CERC Order 31-05-2016	1.72	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
59.	NHDC Omkareshwar HPS	395.45	CERC Order 26-05-2016	2.67	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
60.	Sardar Sarovar HPS	205.20	MPERC Order dated August 62013 in P.No.18 of 2013	1.18	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
61.	SJVN Rampur HPS	0.96	CERC Order Dated 15-02-2017	1.78	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
62.	SJVN Jhakri HPS	3.08	CERC Order Dated 15-03-2017	1.15	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
63.	Tehri HPS	4.04	CERC Order Dated 29-03-2017	1.61	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
64.	Koteshwar HPP	1.49	CERC Order Dated 09-10-2018	1.57	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
65.	Parbati III	0.31	As no tariff Order issued after FY 13-14 for FY 13-14 AFC was approved for 7 days for all units AFC available for 2 days so same has been prorated for 366 days	1.84	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
66.	NHPC Chamera II	0.90	CERC Order Dated 17-06-2016	1.01	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
67.	NHPC Chamera III	1.08	CERC Order Dated 06-02-2017	2.12	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)

<b>Sr. no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Basis for Fixed Charges</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Basis for Energy Charges</b>
68.	NHPC Dulhasti	2.85	CERC Order Dated 30-08-2016	2.56	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
69.	NHPC Dhauliganga	0.70	CERC Order Dated 26-04-2016	1.22	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
70.	NHPC Sewa II	1.08	CERC Order Dated 27-01-2017	2.17	Variable charges proportionate to Weighted Average of past 5 months Bills (Apr-18 to Aug-19)
71.	NHPC Uri II	1.11	CERC Order Dated 22-07-2016	2.37	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
72.	NHPC Kishanganga	0.92	CERC Order Dated 27-01-2017	1.84	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
73.	NTPC Koldam HPP I	1.94	CERC ORDER 05-04-2018	2.54	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
74.	NTPC Singrauli Small HPP	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	5.31	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
75.	Rihand HPS	-	As per actual Bills from Sept -15 to Aug-16	0.40	As per actual Bills from Sept -15 to Aug-16
76.	Mataitala HPS	-	As per actual Bills from Sept -15 to Aug-16	0.40	As per actual Bills from Sept -15 to Aug-16
<b>IV</b>	<b>IPPs</b>				
77.	Torrent Power	62.49	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	5.46	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
78.	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	247.00	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	2.55	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
79.	Reliance UMPP, Sasan	166.58	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	1.41	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
80.	Jaiprakash Power STPS, Nigri	709.17	MPERC Order in Petition No.7 of 2018 dated 29-11-2018	0.49	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
81.	MB Power STPS	409.06	MPERC Order dated 29-07-2015	2.30	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
82.	Jhabua Power STPS, Unit-1	166.50	MPERC Order 30-11-2018	2.52	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
83.	BLA Power	14.98	For BLA I total Fixed charges as per past 6 months Bills (Mar-19 to Aug-19) and for BLA II total Fixed charges as per past 1 Month Bill (July-19)	3.67	for BLA I , Variable charges as per Weighted Average of past 6 months Bills (Mar-19 to Aug-19) and for BLA II Variable charges proportionate to Weighted Average of past 1 Month Bill (July-19)
84.	Jaypee Bina Power	504.75	MPERC Order 08-08-2016	3.45	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)
85.	Essar Power STPS	-	Total Fixed charges as per past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)	3.95	Variable charges as per Weighted Average of past 12 months Bills (Sep-18 to Aug-19)

Sr. no.	Particulars	Fixed Charge	Basis for Fixed Charges	Variable Charge	Basis for Energy Charges
V	<b>Renewables</b>				
	Solar			5.00	
	Other than Solar			5.54	
	Mini/Micro Hydel			2.49	

## 6.2 मेरिट 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 ऊपर 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 ऊत की लागतें पृथक – पृथक दर्शायी गयी है। वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए लागू किया गया एम.ओ.डी. नीचे दी गई तालिका में दिया गया है :-

**तालिका 94: वित्तीय वर्ष 2020-21 हेतु मेरिट आर्डर डिस्पैच**

Sr.no	Particulars	Variale Charge (Paisa/kWh)	Availability (MUs)
1	KAPP Kakrapar	248	728
2	TAPP Tarapur	311	1,512
3	RAPP Rawabhatta	405	13
4	NAPP Narora	320	8
5	Solar	500	2,601
6	Mini/Micro Hydel	249	19
7	Other than Solar	554	4,704
8	Rihand HPS	40	82
9	Matatila HPS	40	15
10	Pench HPS	47	127
11	Jaiprakash Power STPS, Nigri	49	3,208
12	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	64	309
13	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)	73	500
14	Gandhisagar HPS	77	159
15	Bansagar Ph I HPS (Tons)	78	797
16	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	83	78
17	Birsinghpur HPS	97	31
18	NHPC Chamera II	101	7
19	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	106	70
20	SJVN Jhakri HPS	115	19
21	Sardar Sarovar HPS	118	956
22	NHPC Dhauliganga	122	5
23	NTPC Rihand II	134	17
24	NTPC Sipat I	135	2,183
25	NTPC Rihand I	135	15
26	NTPC Rihand III	135	19
27	NTPC Korba III	137	488
28	NTPC Sipat II	139	1,248

Sr.no	Particulars	Variale Charge (Paisa/kWh)	Availability (MUs)
29	NTPC Singrauli	139	30
30	NTPC Korba	139	3,243
31	Reliance UMPP, Sasan	141	10,422
32	Ranapratap Sagar HPS	151	176
33	Jawahar Sagar HPS	151	126
34	Koteshwar HPP	157	5
35	Amarkantak TPS Ph-III	159	1,424
36	Tehri HPS	161	12
37	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	161	90
38	NHDC Indira Sagar HPS	172	1,831
39	Rajghat HPS	173	33
40	NTPC Vidyachal IV	175	1,899
41	NTPC Vidyachal III	176	1,652
42	SJVN Rampur HPS	178	5
43	NTPC Vidyachal V Unit 1	179	947
44	Parbati III	184	10
45	NHPC Kishanganga	184	6
46	NTPC Vidyachal I	186	2,916
47	NTPC Vidyachal II	189	2,164
48	SGTPS Ph-III	199	3,499
49	NTPC Kahalgaon 2	212	519
50	NHPC Chamera III	212	4
51	SGTPS Ph-I & II	215	4,686
52	Marhikheda HPS	217	70
53	NHPC Sewa II	217	2
54	Satpura TPS Ph-IV	226	3,406
55	MB Power STPS	230	2,728
56	NHPC Uri II	237	4
57	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	241	597
58	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	241	431
59	Jhabua Power STPS, Unit-1	252	979
60	NTPC Koldam HPP I	254	7
61	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	255	2,033
62	NHPC Dulhasti	256	7
63	Shri Singaji STPS Phase-3	264	8,234
64	NHDC Omkareshwar HPS	267	855
65	Satpura TPS Phase III	272	3,924
66	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	278	7,530
67	NTPC Kawas GPP	284	718
68	NTPC Mouda II Unit 1	308	1,616
69	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	318	4
70	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	319	9
71	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	319	8
72	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	321	2
73	NTPC Anta GPP	328	8
74	NTPC Mouda I	331	1,229

Sr.no	Particulars	Variale Charge (Paisa/kWh)	Availability (MUs)
75	NTPC IGPS I Jhajjar	344	13
76	Jaypee Bina Power	345	2,372
77	BLA Power	367	69
78	NTPC NCTP Dadri II	367	16
79	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	380	2,887
80	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	380	2,756
81	NTPC Khargone STPS, Unit-I	380	2,316
82	NTPC Khargone STPS, Unit-II	380	2,185
83	NTPC Gandhar GPP	382	601
84	NTPC Dadri GPP	383	15
85	NTPC Auraiya GPP	391	12
86	Essar Power STPS	395	421
87	NTPC Solapur STPS, Unit-1	447	2,208
88	NTPC Singrauli Small HPP	531	0
89	Torrent Power	546	384
<b>Total</b>			<b>106,272</b>

### 6.3 म.प्र. के लिये 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 कंपनी के खर्च तथा अतिशेष विद्युत की विक्री से प्राप्त राशियों को छोड़कर, निम्न तालिका में दर्शायी गयी है :-

तालिका ९५: म.प्र.राज्य के लिये विद्युत क्रय की कुल लागत

Sr. No	Particulars	Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)			FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
I	Central Sector	2,685	4,198	6,883	4,300	4,307	8,414	5,075	3,777	8,667			
1	NTPC Korba	229	459	688	224	480	703	222	452	673			
2	NTPC Korba III	71	72	143	66	68	134	67	67	133			
3	NTPC Vidyachal I	248	508	755	244	531	775	249	543	791			
4	NTPC Vidyachal II	156	379	535	137	369	506	150	408	558			
5	NTPC Vidyachal III	181	300	481	172	316	488	172	291	462			
6	NTPC Vidyachal IV	308	349	657	306	375	680	296	333	629			
7	NTPC Vidyachal V Unit 1	158	164	322	160	172	333	156	169	325			
8	NTPC Sipat I	298	308	606	289	320	609	281	294	575			
9	NTPC Sipat II	162	181	343	153	194	347	154	174	327			
10	NTPC Mouda I	208	199	407	203	160	363	189	-	189			
11	NTPC Mouda II Unit 1	191	227	418	249	160	409	256	3	258			
12	NTPC Kawas GPP	84	110	194	85	74	159	87	17	104			
13	NTPC Gandhar GPP	89	60	149	90	10	100	90	-	90			
14	NTPC Solapur STPS, Unit-1	230	119	350	351	23	374	314	-	314			
15	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	-	-	-	491	138	629	590	-	590			
16	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	-	-	-	344	-	344	590	-	590			
17	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	-	-	-	57	59	116	97	144	241			
18	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	-	-	-	41	22	63	71	104	175			
19	NTPC Khargone STPS, Unit-I	-	-	-	283	-	283	487	-	487			
20	NTPC Khargone STPS, Unit-II	-	-	-	283	-	283	487	-	487			
21	TAPP Tarapur	-	-	511	511	-	498	498	-	470	470		

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)</b>										
<b>Sr. No</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
22	KAPP Kakrapar	-	53	53	-	159	159	-	181	181
23	RAPP Rawabhatta	-	4	4	-	5	5	-	5	5
24	NAPP Narora	-	2	2	-	2	2	-	2	2
25	NTPC Auraiya GPP	1	3	4	1	1	2	1	-	1
26	NTPC Dadri GPP	1	6	7	1	4	5	1	-	1
27	NTPC Anta GPP	0	3	4	1	2	2	1	-	1
28	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0	18	18	0	10	11	0	-	0
29	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	1	16	17	1	12	13	0	-	0
30	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	0	5	6	1	5	6	1	-	1
31	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	0	0	1	1	7	8	1	-	1
32	NTPC Rihand I	1	3	4	1	3	5	1	2	3
33	NTPC Rihand II	1	3	4	1	3	4	1	2	3
34	NTPC Rihand III	2	3	6	3	4	7	3	3	5
35	NTPC NCTP Dadri II	2	2	4	2	4	6	2	-	2
36	NTPC Singrauli	2	7	9	2	10	12	2	4	6
37	NTPC IGPS I Jhajjar	2	23	25	2	8	10	2	-	2
38	NTPC Kahalgaon 2	57	98	155	56	99	155	56	110	166
				-		-	-			-
	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>3,434</b>	<b>5,726</b>	<b>9,159</b>	<b>4,003</b>	<b>5,026</b>	<b>9,029</b>	<b>4,626</b>	<b>5,363</b>	<b>9,989</b>
39	Amarkantak TPS Ph-III	215	228	443	211	253	464	211	227	438
40	Satpura TPS Phase III	314	936	1,250	350	557	908	408	420	827
41	Satpura TPS Ph-IV	382	958	1,340	525	684	1,209	673	769	1,442
42	SGTPS Ph-I & II	405	706	1,111	337	765	1,103	360	1,008	1,368
43	SGTPS Ph-III	693	711	1,405	452	615	1,067	386	695	1,081

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)</b>										
<b>Sr. No</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
44	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	1,058	1,597	2,655	916	1,035	1,951	1,176	516	1,692
45	Shri Singaji STPS Phase-3	243	411	654	1,044	920	1,965	1,192	1,531	2,723
46	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	9	20	29	11	20	31	14	20	34
47	Bansagar Ph I HPS (Tons)	57	47	104	90	66	156	-	63	63
48	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	5	3	8	2	5	7	-	7	7
49	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	12	14	26	5	21	26	125	14	139
50	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	8	7	15	12	7	20	15	7	23
51	Birsinghpur HPS	1	3	4	3	3	7	5	3	8
52	Marhikheda HPS	15	19	35	25	17	42	33	15	48
53	Rajghat HPS	2	7	9	4	4	8	6	6	12
54	Gandhisagar HPS	4	10	14	4	11	15	6	12	18
55	Ranapratap Sagar HPS	-	25	25	3	32	35	5	27	31
56	Jawahar Sagar HPS	-	18	18	-	3	3	-	19	19
57	Pench HPS	10	4	14	8	6	15	12	6	18
	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>595</b>	<b>561</b>	<b>1,156</b>	<b>973</b>	<b>808</b>	<b>1,781</b>	<b>1,124</b>	<b>584</b>	<b>1,708</b>
58	NHDC Indira Sagar HPS	-	-	-	293	216	509	503	315	818
59	NHDC Omkareshwar HPS	-	-	-	230	109	339	395	100	495
60	Sardar Sarovar HPS	-	-	-	119	88	208	205	113	318
61	SJVN Rampur HPS	1	0	1	1	1	2	1	1	2
62	SJVN Jhakri HPS	1	1	2	2	2	5	3	2	5
63	Tehri HPS	1	1	2	3	0	3	4	2	6
64	Koteshwar HPP	0	0	1	1	0	1	1	1	2
65	Parbati III	0	0	1	1	0	1	0	2	2
66	NHPC Chamera II	0	0	1	1	0	1	1	1	2

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)										
Sr. No	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
67	NHPC Chamera III	1	0	1	1	0	1	1	1	2
68	NHPC Dulhasti	1	1	2	2	1	3	3	2	5
69	NHPC Dhauliganga	0	0	1	1	0	1	1	1	1
70	NHPC Sewa II	0	0	1	1	0	1	1	0	2
71	NHPC Uri II	0	0	1	1	1	2	1	1	2
72	NHPC Kishanganga	0	0	1	1	0	1	1	1	2
73	NTPC Koldam HPP I	1	1	2	2	1	2	2	2	4
74	NTPC Singrauli Small HPP	-	0	0	-	0	0	-	-	-
75	Rihand HPS	-	-	-	-	-	-	-	3	3
76	Matatila HPS	-	-	-	-	-	-	-	1	1
77	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)	-	-	-	-	-	-	-	37	37
78	ISP	225	301	526	138	220	359	-	-	-
79	OSP	184	221	406	87	96	183	-	-	-
80	SSP	178	27	205	89	71	160	-	-	-
81	ISP NVDA	-	4	4	-	0	0	-	-	-
82	Bargi NVDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>DVC</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	DVC MTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	DVC CTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	DVC DTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>IPPs</b>	<b>2,275</b>	<b>3,457</b>	<b>5,732</b>	<b>2,236</b>	<b>3,063</b>	<b>5,299</b>	<b>2,281</b>	<b>3,017</b>	<b>5,297</b>
86	Torrent Power	67	27	95	60	11	70	62	-	62
87	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	250	454	704	247	506	753	247	519	766

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)										
Sr. No	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
88	Reliance UMPP, Sasan	166	1,605	1,771	167	1,435	1,602	167	1,466	1,632
88	Jaiprakash Power STPS, Nigri	645	183	828	630	135	765	709	157	866
89	MB Power STPS	481	510	991	439	467	907	409	628	1,037
90	Jhabua Power STPS, Unit-1	188	184	372	189	218	407	167	246	413
90	BLA Power	9	5	14	15	9	24	15	-	15
91	Jaypee Bina Power	468	471	939	489	276	765	505	-	505
92	Essar Power STPS	-	18	18	-	7	7	-	-	-
<b>Renewables</b>										
93	Solar	-	1,011	1,011	-	870	870	-	1,300	1,300
94	Other than Solar	-	-	-	-	2,490	2,490	-	2,605	2,605
95	Mini/Micro Hydel	-	-	-	-	7	7	-	5	5
<b>Total</b>		<b>8,988.21</b>	<b>14,952.49</b>	<b>23,940.70</b>	<b>11,511.71</b>	<b>16,570.98</b>	<b>27,889.28</b>	<b>13,105.79</b>	<b>16,650.18</b>	<b>29,570.50</b>

**तालिका 96: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत**

Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)										
Sr.no.	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
I	<b>Central Sector</b>	<b>818</b>	<b>1,283</b>	<b>2,101</b>	<b>1,295</b>	<b>1,305</b>	<b>2,600</b>	<b>1,561</b>	<b>1,063</b>	<b>2,624</b>
1	NTPC Korba	70	140	210	68	145	213	68	139	208
2	NTPC Korba III	22	22	44	20	21	41	21	20	41
3	NTPC Vidyachal I	76	155	230	74	161	234	76	136	212
4	NTPC Vidyachal II	48	116	163	42	111	153	46	102	148
5	NTPC Vidyachal III	55	92	147	52	96	148	53	73	126

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
6	NTPC Vindyachal IV	94	106	200	93	114	207	91	102	193
7	NTPC Vindyachal V Unit 1	48	50	99	49	52	101	48	52	100
8	NTPC Sipat I	91	94	185	88	97	185	87	90	177
9	NTPC Sipat II	49	55	105	46	59	105	47	53	101
10	NTPC Mouda I	63	61	125	62	49	110	58	-	58
11	NTPC Mouda II Unit 1	58	69	127	75	49	124	79	1	79
12	NTPC Kawas GPP	26	34	60	26	22	48	27	5	32
13	NTPC Gandhar GPP	27	18	46	27	3	30	28	-	28
14	NTPC Solapur STPS, Unit-1	70	37	107	107	7	114	97	-	97
15	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	-	-	-	148	42	189	182	-	182
16	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	-	-	-	101	-	101	182	-	182
17	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	-	-	-	17	18	34	30	29	59
18	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	-	-	-	12	6	19	22	21	43
19	NTPC Khargone STPS, Unit-I	-	-	-	84	-	84	150	-	150
20	NTPC Khargone STPS, Unit-II	-	-	-	84	-	84	150	-	150
21	TAPP Tarapur	-	157	157	-	152	152	-	145	145
22	KAPP Kakrapar	-	16	16	-	48	48	-	56	56
23	RAPP Rawabhatta	-	1	1	-	1	1	-	2	2
24	NAPP Narora	-	1	1	-	1	1	-	1	1
25	NTPC Auraiya GPP	0	1	1	0	0	1	0	-	0
26	NTPC Dadri GPP	0	2	2	0	1	1	0	-	0
27	NTPC Anta GPP	0	1	1	0	0	1	0	-	0
28	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0	5	5	0	3	3	0	-	0
29	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	0	5	5	0	4	4	0	-	0

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
30	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	0	2	2	0	2	2	0	-	0
31	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	0	0	0	0	2	3	0	-	0
32	NTPC Rihand I	0	1	1	0	1	1	0	1	1
33	NTPC Rihand II	0	1	1	0	1	1	0	1	1
34	NTPC Rihand III	1	1	2	1	1	2	1	1	2
35	NTPC NCTP Dadri II	1	1	1	1	1	2	1	-	1
36	NTPC Singrauli	1	2	3	1	3	4	1	1	2
37	NTPC IGPS I Jhajjar	1	7	8	1	2	3	1	-	1
38	NTPC Kahalgaon 2	17	30	47	17	30	47	17	34	51
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>1,046</b>	<b>1,741</b>	<b>2,787</b>	<b>1,208</b>	<b>1,518</b>	<b>2,726</b>	<b>1,423</b>	<b>1,342</b>	<b>2,765</b>
39	Amarkantak TPS Ph-III	66	70	135	64	77	141	65	69	134
40	Satpura TPS Phase III	96	285	381	106	169	275	125	123	248
41	Satpura TPS Ph-IV	116	292	408	158	209	366	207	154	361
42	SGTPS Ph-I & II	124	216	340	102	230	332	111	309	420
43	SGTPS Ph-III	211	217	428	138	186	324	119	139	258
44	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	323	486	809	275	309	584	362	150	512
45	Shri Singaji STPS Phase-3	72	122	194	315	279	595	367	337	704
46	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	3	6	9	3	6	9	4	6	10
47	Bansagar Ph I HPS (Tons)	17	14	32	27	20	47	-	19	19
48	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	1	1	2	1	2	2	-	2	2
49	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	4	5	8	1	6	8	38	5	43
50	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	3	2	5	4	2	6	5	2	7
51	Birsinghpur HPS	0	1	1	1	1	2	1	1	2
52	Marhikheda HPS	5	6	11	8	5	13	10	5	15

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
53	Rajghat HPS	1	2	3	1	1	2	2	2	4
54	Gandhisagar HPS	1	3	4	1	3	5	2	4	5
55	Ranapratap Sagar HPS	-	7	7	1	10	10	1	8	10
56	Jawahar Sagar HPS	-	5	5	-	1	1	-	6	6
57	Pench HPS	3	1	4	2	2	4	4	2	5
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>182</b>	<b>172</b>	<b>354</b>	<b>294</b>	<b>247</b>	<b>541</b>	<b>346</b>	<b>178</b>	<b>524</b>
58	NHDC Indira Sagar HPS	-	-	-	86	64	150	155	97	252
59	NHDC Omkareshwar HPS	-	-	-	68	32	100	122	29	151
60	Sardar Sarovar HPS	-	-	-	35	26	61	63	35	98
61	SJVN Rampur HPS	0	0	0	0	0	1	0	0	1
62	SJVN Jhakri HPS	0	0	1	1	1	1	1	1	2
63	Tehri HPS	0	0	1	1	0	1	1	1	2
64	Koteshwar HPP	0	0	0	0	0	0	0	0	1
65	Parbati III	0	0	0	0	0	0	0	1	1
66	NHPC Chamera II	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	NHPC Chamera III	0	0	0	0	0	0	0	0	1
68	NHPC Dulhasti	0	0	1	1	0	1	1	1	1
69	NHPC Dhauliganga	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	NHPC Sewa II	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	NHPC Uri II	0	0	0	0	0	0	0	0	1
72	NHPC Kishanganga	0	0	0	0	0	0	0	0	1
73	NTPC Koldam HPP I	0	0	1	0	0	1	1	1	1
74	NTPC Singrauli Small HPP	-	0	0	-	0	0	-	-	-
75	Rihand HPS	-	-	-	-	-	-	-	1	1

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
76	Matatila HPS	-	-	-	-	-	-	-	0	0
77	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)				-	-	-	-	11	11
78	ISP	69	92	161	44	70	114	-	-	-
79	OSP	57	68	124	27	30	58	-	-	-
80	SSP	54	8	62	28	23	51	-	-	-
81	ISP NVDA	-	1	1	-	0	0	-	-	-
82	Bargi NVDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>IV</b>	<b>DVC</b>				-	-	-	-	-	-
83	DVC MTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	DVC CTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	DVC DTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>V</b>	<b>IPPs</b>	<b>693</b>	<b>1,054</b>	<b>1,747</b>	<b>678</b>	<b>929</b>	<b>1,607</b>	<b>701</b>	<b>615</b>	<b>1,316</b>
86	Torrent Power	21	8	29	18	3	21	19	-	19
87	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	76	137	214	75	153	228	76	104	180
88	Reliance UMPP, Sasan	51	489	540	51	436	487	51	264	315
89	Jaiprakash Power STPS, Nigri	197	56	253	190	41	231	218	39	257
90	MB Power STPS	147	156	302	134	142	276	126	132	258
91	Jhabua Power STPS, Unit-1	57	56	113	58	66	123	51	76	127
92	BLA Power	3	2	4	5	3	7	5	-	5
93	Jaypee Bina Power	142	144	286	148	83	231	155	-	155
94	Essar Power STPS	-	6	6	-	2	2	-	-	-
<b>VI</b>	<b>Renewables</b>									
95	Solar	-	308	308	-	257	257	-	400	400

Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)										
Sr.no.	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
96	Other than Solar		743	743	-	752	752	-	801	801
97	Mini/Micro Hydel			-	-	2	2	-	1	1
	<b>Total</b>	<b>2,739.33</b>	<b>5,300.20</b>	<b>8,039.53</b>	<b>3,474.80</b>	<b>5,011.09</b>	<b>8,485.90</b>	<b>4,031.06</b>	<b>4,400.34</b>	<b>8,431.41</b>

तालिका 97: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत

Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)										
Sr.no.	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
I	<b>Central Sector</b>	<b>918</b>	<b>1,442</b>	<b>2,360</b>	<b>1,324</b>	<b>1,322</b>	<b>2,646</b>	<b>1,607</b>	<b>1,063</b>	<b>2,670</b>
1	NTPC Korba	78	157	235	69	148	217	70	143	213
2	NTPC Korba III	24	25	49	20	21	41	21	21	42
3	NTPC Vidyachal I	85	174	259	75	163	238	79	119	198
4	NTPC Vidyachal II	53	130	183	42	113	156	47	102	149
5	NTPC Vidyachal III	62	103	165	53	97	150	54	64	118
6	NTPC Vidyachal IV	105	119	225	94	115	209	94	105	199
7	NTPC Vidyachal V Unit 1	54	57	111	49	53	102	49	53	103
8	NTPC Sipat I	102	106	208	89	98	187	89	93	182
9	NTPC Sipat II	56	62	118	47	60	107	49	55	104
10	NTPC Mouda I	71	69	140	62	48	111	60	-	60
11	NTPC Mouda II Unit 1	65	78	144	77	48	125	81	1	82
12	NTPC Kawas GPP	29	38	67	26	22	48	28	5	33
13	NTPC Gandhar GPP	30	21	51	28	3	31	28	-	28
14	NTPC Solapur STPS, Unit-1	78	41	120	108	7	115	99	-	99
15	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	-	-	-	153	42	195	187	-	187

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
16	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	-	-	-	106	-	106	187	-	187
17	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	-	-	-	17	18	36	31	29	60
18	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	-	-	-	13	7	19	22	26	48
19	NTPC Khargone STPS, Unit-I	-	-	-	87	-	87	154	-	154
20	NTPC Khargone STPS, Unit-II	-	-	-	87	-	87	154	-	154
21	TAPP Tarapur	-	176	176	-	154	154	-	149	149
22	KAPP Kakrapar	-	18	18	-	49	49	-	57	57
23	RAPP Rawabhatta	-	1	1	-	1	1	-	2	2
24	NAPP Narora	-	1	1	-	1	1	-	1	1
25	NTPC Auraiya GPP	0	1	1	0	0	1	0	-	0
26	NTPC Dadri GPP	0	2	2	0	1	1	0	-	0
27	NTPC Anta GPP	0	1	1	0	0	1	0	-	0
28	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0	6	6	0	3	3	0	-	0
29	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	0	5	6	0	4	4	0	-	0
30	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	0	2	2	0	2	2	0	-	0
31	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	0	0	0	0	2	3	0	-	0
32	NTPC Rihand I	0	1	1	0	1	1	0	1	1
33	NTPC Rihand II	0	1	2	0	1	1	0	1	1
34	NTPC Rihand III	1	1	2	1	1	2	1	1	2
35	NTPC NCTP Dadri II	1	1	2	1	1	2	1	-	1
36	NTPC Singrauli	1	2	3	1	3	4	1	1	2
37	NTPC IGPS I Jhajjar	1	8	9	1	2	3	1	-	1
38	NTPC Kahalgaon 2	20	34	53	17	30	48	18	35	53
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>1,170</b>	<b>1,951</b>	<b>3,122</b>	<b>1,231</b>	<b>1,536</b>	<b>2,763</b>	<b>1,465</b>	<b>1,495</b>	<b>2,960</b>

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
39	Amarkantak TPS Ph-III	74	78	152	65	78	143	67	71	138
40	Satpura TPS Phase III	108	320	427	108	170	278	129	130	260
41	Satpura TPS Ph-IV	131	328	459	161	210	372	213	192	405
42	SGTPS Ph-I & II	140	244	383	103	234	338	114	318	432
43	SGTPS Ph-III	237	243	480	139	189	328	122	208	331
44	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	360	543	903	280	312	592	372	159	532
45	Shri Singaji STPS Phase-3	80	135	214	322	282	604	378	352	730
46	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	3	7	10	3	6	9	4	6	11
47	Bansagar Ph I HPS (Tons)	20	16	36	28	20	48	-	20	20
48	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	2	1	3	1	2	2	-	2	2
49	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	4	5	9	1	7	8	40	5	44
50	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	3	2	5	4	2	6	5	2	7
51	Birsinghpur HPS	0	1	1	1	1	2	1	1	2
52	Marhikheda HPS	5	7	12	8	5	13	10	5	15
53	Rajghat HPS	1	2	3	1	1	2	2	2	4
54	Gandhisagar HPS	1	3	5	1	3	5	2	4	6
55	Ranapratap Sagar HPS	-	8	8	1	10	11	1	8	10
56	Jawahar Sagar HPS	-	6	6	-	1	1	-	6	6
57	Pench HPS	3	1	5	3	2	-	4	2	6
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>205</b>	<b>193</b>	<b>398</b>	<b>301</b>	<b>254</b>	<b>555</b>	<b>356</b>	<b>184</b>	<b>540</b>
58	NHDC Indira Sagar HPS	-	-	-	90	66	156	159	100	259
59	NHDC Omkareshwar HPS	-	-	-	71	33	104	125	31	156
60	Sardar Sarovar HPS	-	-	-	37	27	64	65	36	101
61	SJVN Rampur HPS	0	0	0	0	0	1	0	0	1

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
62	SJVN Jhakri HPS	0	0	1	1	1	1	1	1	2
63	Tehri HPS	0	0	1	1	0	1	1	1	2
64	Koteshwar HPP	0	0	0	0	0	0	0	0	1
65	Parbati III	0	0	0	0	0	0	0	1	1
66	NHPC Chamera II	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	NHPC Chamera III	0	0	0	0	0	0	0	0	1
68	NHPC Dulhasti	0	0	1	1	0	1	1	1	1
69	NHPC Dhauliganga	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	NHPC Sewa II	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	NHPC Uri II	0	0	0	0	0	0	0	0	1
72	NHPC Kishanganga	0	0	0	0	0	0	0	0	1
73	NTPC Koldam HPP I	0	0	1	0	0	1	1	1	1
74	NTPC Singrauli Small HPP	-	0	0	-	0	-	-	-	-
75	Rihand HPS	-	-	-	-	-	-	-	1	1
76	Matatila HPS	-	-	-	-	-	-	-	0	0
77	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)			-	-	-	-	-	12	12
78	ISP	77	104	181	43	71	115	-	-	-
79	OSP	63	76	140	27	30	57	-	-	-
80	SSP	61	9	70	28	23	51	-	-	-
81	ISP NVDA	-	1	1	-	0	0	-	-	-
82	Bargi NVDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>IV</b>	<b>DVC</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	DVC MTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
84	DVC CTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	DVC DTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>V</b>	<b>IPPs</b>	<b>778</b>	<b>1,182</b>	<b>1,960</b>	<b>688</b>	<b>938</b>	<b>1,626</b>	<b>722</b>	<b>898</b>	<b>1,620</b>
86	Torrent Power	23	9	32	18	3	22	20	-	20
87	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	86	154	240	76	155	231	78	104	182
88	Reliance UMPP, Sasan	57	549	606	51	441	492	53	469	522
89	Jaiprakash Power STPS, Nigri	221	63	284	194	41	235	225	39	264
90	MB Power STPS	165	174	339	135	143	279	130	207	337
91	Jhabua Power STPS, Unit-1	64	63	126	58	67	125	53	78	131
92	BLA Power	3	2	5	5	3	7	5	-	5
93	Jaypee Bina Power	160	162	322	151	83	233	160	-	160
94	Essar Power STPS	-	6	6	-	2	2	-	-	-
<b>VI</b>	<b>Renewables</b>			-	-	<b>1,029</b>	<b>1,029</b>	-	<b>1,238</b>	<b>1,238</b>
<b>95</b>	<b>Solar</b>	-	<b>344</b>	<b>344</b>	-	<b>267</b>	<b>267</b>	-	<b>411</b>	<b>411</b>
96	Other than Solar		840	840	-	759	759	-	825	825
97	Mini/Micro Hydel			-	-	2	2	-	2	2
	<b>Total</b>	<b>3,070.93</b>	<b>5,952.53</b>	<b>9,023.47</b>	<b>3,544.14</b>	<b>5,079.46</b>	<b>8,619.09</b>	<b>4,149.93</b>	<b>4,878.28</b>	<b>9,028.21</b>

तालिका ९८: पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी की कुल विद्युत क्रय लागत

Sr.no.	Particulars	Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)								
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
I	Central Sector	949	1,473	2,422	1,680	1,680	3,360	1,907	1,651	3,558
1	NTPC Korba	81	162	243	87	186	273	83	169	253
2	NTPC Korba III	25	25	50	26	27	53	25	25	50
3	NTPC Vindyachal I	87	179	266	95	207	302	93	288	381
4	NTPC Vindyachal II	55	133	188	53	144	197	56	204	260
5	NTPC Vindyachal III	64	105	169	67	123	190	65	154	219
6	NTPC Vindyachal IV	109	123	232	119	146	265	111	126	237
7	NTPC Vindyachal V Unit 1	56	57	113	62	67	129	59	64	123
8	NTPC Sipat I	105	108	213	113	124	237	106	111	217
9	NTPC Sipat II	57	63	120	60	75	135	58	65	123
10	NTPC Mouda I	74	69	143	79	63	142	71	-	71
11	NTPC Mouda II Unit 1	68	79	148	97	64	160	96	1	97
12	NTPC Kawas GPP	30	38	68	33	30	63	33	7	40
13	NTPC Gandhar GPP	32	21	53	35	4	39	34	-	34
14	NTPC Solapur STPS, Unit-1	82	41	123	136	9	145	118	-	118
15	NTPC Gadarwara STPS, Unit-1	-	-	-	191	54	245	222	-	222
16	NTPC Gadarwara STPS, Unit-2	-	-	-	137	-	137	222	-	222
17	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit I	-	-	-	22	24	46	37	86	123
18	NTPC Lara STPS, Raigarh, Unit II	-	-	-	16	9	25	27	57	84
19	NTPC Khargone STPS, Unit-I	-	-	-	113	-	113	183	-	183
20	NTPC Khargone STPS, Unit-II	-	-	-	113	-	113	183	-	183
21	TAPP Tarapur	-	179	179	-	193	193	-	176	176

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
22	KAPP Kakrapar	-	19	19	-	62	62	-	68	68
23	RAPP Rawabhatta	-	1	1	-	2	2	-	2	2
24	NAPP Narora	-	1	1	-	1	1	-	1	1
25	NTPC Auraiya GPP	0	1	1	0	0	1	0	-	0
26	NTPC Dadri GPP	0	2	3	0	1	2	0	-	0
27	NTPC Anta GPP	0	1	1	0	1	1	0	-	0
28	NTPC Firoz Gandhi Unchahar I	0	6	6	0	4	4	0	-	0
29	NTPC Firoz Gandhi Unchahar II	0	6	6	0	5	5	0	-	0
30	NTPC Firoz Gandhi Unchahar III	0	2	2	0	2	2	0	-	0
31	NTPC Firoz Gandhi Unchahar IV	0	0	0	0	3	3	0	-	0
32	NTPC Rihand I	0	1	1	0	1	2	0	1	1
33	NTPC Rihand II	0	1	2	0	1	2	0	1	1
34	NTPC Rihand III	1	1	2	1	2	3	1	1	2
35	NTPC NCTP Dadri II	1	1	2	1	1	2	1	-	1
36	NTPC Singrauli	1	2	3	1	4	4	1	2	2
37	NTPC IGPS I Jhajjar	1	8	8	1	3	4	1	-	1
38	NTPC Kahalgaon 2	20	35	55	22	38	60	21	41	63
<b>II</b>	<b>MP Genco-Thermal &amp; Hydel</b>	<b>1,218</b>	<b>2,033</b>	<b>3,246</b>	<b>1,564</b>	<b>1,972</b>	<b>3,530</b>	<b>1,738</b>	<b>2,526</b>	<b>4,258</b>
39	Amarkantak TPS Ph-III	75	81	156	82	98	180	79	86	165
40	Satpura TPS Phase III	111	331	441	137	218	355	153	167	320
41	Satpura TPS Ph-IV	135	338	473	206	265	471	253	423	676
42	SGTPS Ph-I & II	142	247	388	132	301	433	135	382	517
43	SGTPS Ph-III	245	252	497	174	240	414	145	347	492
44	Shri Singaji STPS Phase 1& 2	375	568	943	361	414	775	442	206	648

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
45	Shri Singaji STPS Phase-3	92	155	247	406	359	765	448	842	1,290
46	Rani Awanti Bai Sagar, Bargi HPS	3	7	10	4	8	12	5	7	12
47	Bansagar Ph I HPS (Tons)	20	16	36	35	26	61	-	23	23
48	Bansagar Ph-II HPS (Silpara)	2	1	3	1	2	3	-	2	2
49	Bansagar Ph-III HPS (Deolond)	4	5	9	2	8	10	47	5	52
50	Bansagar Ph-IV HPS (Jhinna)	3	3	6	5	3	8	6	3	9
51	Birsinghpur HPS	0	1	1	1	1	3	2	1	3
52	Marhikheda HPS	5	7	12	10	6	16	12	6	18
53	Rajghat HPS	1	2	3	2	2	3	2	2	4
54	Gandhisagar HPS	1	4	5	2	4	6	2	5	7
55	Ranapratap Sagar HPS	-	9	9	1	13	14	2	10	12
56	Jawahar Sagar HPS	-	7	7	-	1	1	-	7	7
57	Pench HPS	3	1	4	3	3	6	4	2	6
<b>III</b>	<b>JV Hydel &amp; Other Hydel</b>	<b>208</b>	<b>197</b>	<b>405</b>	<b>378</b>	<b>307</b>	<b>685</b>	<b>422</b>	<b>221</b>	<b>631</b>
58	NHDC Indira Sagar HPS	-	-	-	116	86	202	189	119	307
59	NHDC Omkareshwar HPS	-	-	-	91	45	136	149	39	188
60	Sardar Sarovar HPS	-	-	-	47	35	82	77	42	119
61	SJVN Rampur HPS	0	0	0	0	0	1	0	0	1
62	SJVN Jhakri HPS	0	0	1	1	1	2	1	1	2
63	Tehri HPS	0	0	1	1	0	1	2	1	2
64	Koteshwar HPP	0	0	0	0	0	1	1	0	1
65	Parbati III	0	0	0	0	0	0	0	1	1
66	NHPC Chamera II	0	0	0	0	0	0	0	0	1
67	NHPC Chamera III	0	0	0	0	0	1	0	0	1

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यक्ता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
68	NHPC Dulhasti	0	0	1	1	0	1	1	1	2
69	NHPC Dhauliganga	0	0	0	0	0	0	0	0	1
70	NHPC Sewa II	0	0	0	0	0	0	0	0	1
71	NHPC Uri II	0	0	0	0	0	1	0	0	1
72	NHPC Kishanganga	0	0	0	0	0	0	0	0	1
73	NTPC Koldam HPP I	0	0	1	1	0	1	1	1	1
74	NTPC Singrauli Small HPP	-	0	-	-	0	-	-	-	1
75	Rihand HPS	-	-	-	-	-	-	-	1	1
76	Matatila HPS	-	-	-	-	-	-	-	0	0
77	MTOA (5 years) from RVPNL (Hydel)				-	-			14	14
78	ISP	78	105	184	51	79	130	-	-	-
79	OSP	64	78	142	33	35	68	-	-	-
80	SSP	63	10	72	33	25	58	-	-	-
81	ISP NVDA	-	2	2	-	0	0	-	-	-
82	Bargi NVDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>IV</b>	<b>DVC</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	DVC MTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	DVC CTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	DVC DTPS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>IV</b>	<b>IPPs</b>	<b>803</b>	<b>1,221</b>	<b>2,024</b>	<b>870</b>	<b>1,196</b>	<b>3,255</b>	<b>857</b>	<b>1,505</b>	<b>2,362</b>
86	Torrent Power	24	10	33	23	4	1,216	23	-	23
87	Lanco Amarkantak TPS Unit 1	88	162	250	96	199	294	93	312	404
88	Reliance UMPP, Sasan	59	567	625	65	558	623	63	733	795

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

<b>Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)</b>										
<b>Sr.no.</b>	<b>Particulars</b>	<b>FY 2018-19 (Provisional)</b>			<b>FY 2019-20 (Re-Estimated)</b>			<b>FY 2020-21 (Projected)</b>		
		<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>	<b>Fixed Charge</b>	<b>Variable Charge</b>	<b>Total</b>
89	Jaiprakash Power STPS, Nigri	227	64	291	246	53	299	266	79	345
90	MB Power STPS	170	180	350	170	182	352	154	289	443
91	Jhabua Power STPS, Unit-1	67	65	132	73	85	158	63	93	155
92	BLA Power	3	2	5	6	3	9	6	-	6
93	Jaypee Bina Power	166	165	331	190	110	301	190	-	190
94	Essar Power STPS	-	6	6	-	3	3	-	-	-
<b>VI</b>	<b>Renewables</b>			-			-	-	<b>1,469</b>	<b>1,469</b>
95	Solar	-	359	359	-	346	346	-	488	488
96	Other than Solar		851	851	-	978	978	-	979	979
97	Mini/Micro Hydel			-	-	3	3	-	2	2
	<b>Total</b>	<b>3,177.94</b>	<b>6,133.92</b>	<b>9,307.04</b>	<b>4,492.77</b>	<b>6,480.42</b>	<b>12,156.22</b>	<b>4,924.79</b>	<b>7,371.55</b>	<b>12,296.35</b>

6.3.1 उपरोक्त लागतें जिसमें आधिक्य विद्युत की लागत को समायोजित करते हुए म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की कुल विद्युत लागत को तीनों वितरण कंपनियों में उनकी आवश्यकता अनुसार राज्य की परिधि पर अनुपातिक नीचे दी गई तालिका में दर्शाया गया है।

तालिका 99: म.प्र.राज्य के लिए कुल विद्युत लागतें

Net Power Purchase Cost- MP State (Rs Crores)										
Sr.no.	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
1	Gross Power Purchase Cost	8,988	14,952	23,941	11,512	16,571	27,899	13,106	16,650	29,570
2	Less: Saving in variable cost of surplus energy from sale of surplus energy	-	1392	1392	-	487	487	-	670	670
3	Gross Power Purchase Cost after Saving in Variable Cost	8,988	13,560	22,549	11,512	16,084	27,402	13,106	15,981	28,901
4	Add: MPPMCL Cost	(38)		(38)	(210)		(210)	(238)		(238)
5	<b>Net Power Purchase Cost</b>	<b>8,950</b>	<b>13,560</b>	<b>22,511</b>	<b>11,302</b>	<b>16,084</b>	<b>27,192</b>	<b>12,868</b>	<b>15,981</b>	<b>28,663</b>

तालिका 100: पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें

Net Power Purchase Cost- East Discom (Rs Crores)										
Sr.no.	Particulars	FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
1	Gross Power Purchase Cost	2,739	5,300	8,040	3,475	5,011	8,486	4,031	4,400	8,431
2	Less: Saving in variable cost of surplus energy from sale of surplus energy		423	423		149	149		205	205
3	Gross Power Purchase Cost after Saving in Variable Cost	2,739	4,878	7,617	3,475	4,862	8,337	4,031	4,195	8,226
4	Add: MPPMCL Cost	(12)		(12)	(64)		(64)	(73)		(73)
5	<b>Net Power Purchase Cost</b>	<b>2,728</b>	<b>4,878</b>	<b>7,605</b>	<b>3,411</b>	<b>4,862</b>	<b>8,273</b>	<b>3,958</b>	<b>4,195</b>	<b>8,154</b>

तालिका 101: मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें

Sr.no.	Particulars	Net Power Purchase Cost- Central Discom (Rs Crores)			FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
1	Gross Power Purchase Cost	3,071	5,953	9,023	3,544	5,079	8,619	4,150	4,878	9,028			
2	Less: Saving in variable cost of surplus energy from sale of surplus energy		474	474		147	147		211	211			
3	Gross Power Purchase Cost after Saving in Variable Cost	3,071	5,478	8,549	3,544	4,933	8,472	4,150	4,667	8,817			
4	Add: MPPMCL Cost	(13)		(13)	(63)		(63)	(75)		(75)			
5	<b>Net Power Purchase Cost</b>	<b>3,058</b>	<b>5,478</b>	<b>8,536</b>	<b>3,481</b>	<b>4,933</b>	<b>8,409</b>	<b>4,075</b>	<b>4,667</b>	<b>8,742</b>			

तालिका 102: पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी के लिए कुल विद्युत लागतें

Sr.no.	Particulars	Net Power Purchase Cost- West Discom (Rs Crores)			FY 2018-19 (Provisional)			FY 2019-20 (Re-Estimated)			FY 2020-21 (Projected)		
		Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total	Fixed Charge	Variable Charge	Total
1	Gross Power Purchase Cost	3,178	6,134	9,307	4,493	6,480	12,156	4,925	7,372	12,298			
2	Less: Saving in variable cost of surplus energy from sale of surplus energy		495	495		191	191		253	253			
3	Gross Power Purchase Cost after Saving in Variable Cost	3,178	5,639	8,812	4,493	6,289	11,965	4,925	7,118	12,045			
4	Add: MPPMCL Cost	(13)		(13)	(82)		(82)	(90)		(90)			
5	<b>Net Power Purchase Cost</b>	<b>3,165</b>	<b>5,639</b>	<b>8,799</b>	<b>4,410</b>	<b>6,289</b>	<b>11,882</b>	<b>4,835</b>	<b>7,118</b>	<b>11,955</b>			

## 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 2018-19 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 2019-20 एवं 2020-21 के लिए माना गया है। विवरण निम्नानुसार है :-

**तालिका 103: अन्तर राज्यीय पारेषण शुल्क (रु. करोड़ में)**

Sr. no	Particulars	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
1	East Discom	543.31	543.31	543.31
2	Central Discom	560.40	560.40	560.40
3	West Discom	671.12	671.12	671.12
4	<b>MP State</b>	<b>1,774.83</b>	<b>1,774.83</b>	<b>1,774.83</b>

6.4.1.2 अन्तरराज्यीय पारेषण प्रभार की राशि को वितरण कंपनियों की सीमा पर ऊर्जा उपलब्धता के आधार पर वितरण 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 एवं वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए सामान्य विकास दर में 2% की वृद्धि मानी गयी है।

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 (8) के अन्तर्गत म.प्र.विद्युत नियामक आयोग द्वारा (बोर्ड और उत्तराधिकारी संस्थाओं के कार्मिक पेंशन और टर्मिनल लाभ की देयता की नियम एवं शर्तें) जारी विनियमन 2012 शामिल होंगे।

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

- कर्मचारियों के लिए जो 1.6.2005 तक सेवा निवृत्त हो चुके हैं, जिन्होंने 1.6.2005 तक सेवाएं दी है।
- कर्मचारी जो कि दिनांक 01.06.2005 के बाद सेवा निवृत्त होंगे, उनकी 1.6.2005 तक की सेवाओं पर

- 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 104: अन्तः राज्यीय पारेषण शुल्क राज्य भार प्रेषण तथा अनुषंगी लाभों को शामिल करते हुए (रु. करोड़ में)

Sr. no.	Particulars	FY 18-19 (MPERC order)	FY19-20	FY20-21
1	O&M Expenses	495.49	Order Still Awaited. So escalated @ 2%	Order Still Awaited. So escalated @ 2%
2	Expenses towards payment of PPP Licensee	37.80		
3	Depreciation	345.84		
4	Interest & Finance charges	143.12		
5	Interest on working capital	73.40		
6	Return on Equity	388.46		
7	MPERC Fees & Taxes	1.47		
8	Less Non-tariff income	(21.00)		
9	MPPTCL charges approved by MPERC (excluding terminal benefits)	1,464.58		
10	Terminal Benefits	1,282.38		
11	MPPTCL charges as approved in Petition No 02/2016 including AKVN	2,746.96		
11	MPPTCL charges as per Provisional for FY 2016-17 and approved in Petition No 69/2016 & 70/2016 for FY 2017-18 & FY 2018-19 for 3 Discom's	2,707.00		
12	<b>MPPTCL Charges</b>	2,707.00	2,761.14	2,816.36
13	SLDC Charges	11.82	12.06	12.30
13	<b>Total Intra-State Transmission Charges allocated to Discoms including SLDC</b>	2,718.82	2,773.20	2,828.66
a	East Discom	812.38	828.63	845.20
b	Central Discom	865.40	882.71	900.36
c	West Discom	1,041.04	1,061.86	1,083.09

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 एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की लागतें

6.5.1 वित्तीय वर्ष 2018-19 से 2020-21 के लिए एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की लागतें निम्नानुसार हैं :-

**तालिका 105: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की लागतें और वितरण कंपनीवार आवंटन**

Sr. no.	Particulars	MPPMCL Cost (Rs Crores)											
		FY 2018-19 (Actual)				FY 2019-20 (Re-Estimated)				FY 2020-21 (Projected)			
MPPMCL	East	Central	West	MPPMCL	East	Central	West	MPPMCL	East	Central	West		
<b>1</b>	<b>Revenue</b>	<b>573</b>	<b>174</b>	<b>198</b>	<b>201</b>	<b>627</b>	<b>192</b>	<b>189</b>	<b>246</b>	<b>690</b>	<b>211</b>	<b>218</b>	<b>261</b>
a	Revenue from Operations including Revenue Subsidy	2	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
b	Other Income	570	173	197	200	627	192	189	246	690	211	218	261
<b>2</b>	<b>Expenses</b>	<b>535</b>	<b>162</b>	<b>184</b>	<b>188</b>	<b>417</b>	<b>128</b>	<b>126</b>	<b>164</b>	<b>452</b>	<b>138</b>	<b>143</b>	<b>171</b>
a	Purchase of Power from Other Sources	225	69	78	79	95	29	29	37	105	32	33	40
b	Inter-State Transmission Charges	88	27	30	31	97	30	29	38	107	33	34	40
c	Depreciation & Amortization Expenses	4	1	1	1	6	2	2	2	8	3	3	3
d	Interest & Finance Charges	127	39	44	44	124	38	37	49	132	40	42	50
e	Repairs & Maintenance	3	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1
f	Employee Costs	65	20	23	23	67	21	20	26	69	21	22	26
g	Administration & General Expenses	19	6	7	7	21	7	6	8	23	7	7	9
h	Other Expenses	3	1	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1
	<b>(Profit) / Loss for the Period</b>	<b>(38)</b>	<b>(12)</b>	<b>(13)</b>	<b>(13)</b>	<b>(210)</b>	<b>(64)</b>	<b>(63)</b>	<b>(82)</b>	<b>(238)</b>	<b>(73)</b>	<b>(75)</b>	<b>(90)</b>

## **6.6 सकल विद्युत क्रय लागत**

6.6.1 तालिका: 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 106: सकल विद्युत क्रय लागत**

Sr.no.	Particulars	UoM	FY 2018-19 (Provisional)				FY 2019-20 (Re-Estimate)				FY 2020-21 (Projected)			
			MP State	East Discom	Central Discom	West Discom	MP State	East Discom	Central Discom	West Discom	MP State	East Discom	Central Discom	West Discom
<b>A</b>		<b>Ex- Bus Net Power Purchase Cost Excluding Transmission Charges (Inter, Intra &amp; SLDC) etc.</b>												
i	Quantum	MUs	87,475	26,664	29,912	30,899	69,942	21,118	21,477	27,347	75,517	23,119	23,841	28,557
ii	Fixed Cost	Rs Crores	8,988	2,739	3,071	3,178	11,512	3,475	3,544	4,493	13,106	4,031	4,150	4,925
iii	Variable Cost	Rs Crores	17,544	5,348	6,006	6,190	15,077	4,959	5,031	5,088	16,518	4,360	4,837	7,322
iv	MPPMCL Cost	Rs Crores	(38)	(12)	(13)	(13)	(210)	(64)	(63)	(82)	(238)	(73)	(75)	(90)
v	Total Cost	Rs Crores	26,495	8,076	9,064	9,355	26,379	8,369	8,512	9,498	29,386	8,318	8,911	12,156
vi	Average Cost	Paisa/kWh	303	303	303	303	377	396	396	347	389	360	374	426
<b>B</b>		<b>Inter State Transmission</b>												
i	Losses	MUs	1,189	380	404	404	1,338	406	407	525	1,329	404	426	499
ii	Charges- Fixed	Rs Crores	1,775	543	560	671	1,775	543	560	671	1,775	543	560	671
<b>C</b>		<b>Power Purchase Cost at State Boundary</b>												
i	Quantum	MUs	86,286	26,284	29,508	30,495	68,604	20,712	21,070	26,822	74,188	22,714	23,415	28,058
ii	Fixed Cost	Rs Crores	10,763	3,283	3,631	3,849	13,287	4,018	4,105	5,164	14,881	4,574	4,710	5,596
iii	Variable Cost	Rs Crores	17,544	5,348	6,006	6,190	15,077	4,959	5,031	5,088	16,518	4,360	4,837	7,322
iv	MPPMCL Cost	Rs Crores	(38)	(12)	(13)	(13)	(210)	(64)	(63)	(82)	(238)	(73)	(75)	(90)
v	Total Cost	Rs Crores	28,269	8,619	9,624	10,026	28,154	8,912	9,072	10,169	31,161	8,861	9,472	12,828
vi	Average Cost	Paisa/kWh	328	328	326	329	410	430	431	379	420	390	405	457
<b>D</b>		<b>Intra State Transmission including SLDC</b>												
i	Losses	MUs	1,755	539	595	622	1,729	529	521	679	2,333	631	644	1,058
ii	Charges- Fixed	Rs Crores	2,501	747	796	958	2,773	829	883	1,062	2,829	845	900	1,083

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूह एवं दर प्रस्ताव**

---

Sr.no.	Particulars	UoM	FY 2018-19 (Provisional)				FY 2019-20 (Re-Estimate)				FY 2020-21 (Projected)			
			MP State	East Discom	Central Discom	West Discom	MP State	East Discom	Central Discom	West Discom	MP State	East Discom	Central Discom	West Discom
E	<b>Power Purchase Cost at Discom Boundary</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
i	Quantum	MUs	84,531	25,745	28,913	29,873	66,875	20,183	20,549	26,143	71,854	22,083	22,771	27,000
ii	Fixed Cost including Transmission Charges	Rs Crores	13,264	4,030	4,427	4,807	16,060	4,847	4,987	6,226	17,709	5,420	5,611	6,679
iii	Variable Cost	Rs Crores	17,544	5,348	6,006	6,190	15,077	4,959	5,031	5,088	16,518	4,360	4,837	7,322
iv	MPPMCL Cost	Rs Crores	(38)	(12)	(13)	(13)	(210)	(64)	(63)	(82)	(238)	(73)	(75)	(90)
v	Total Cost	Rs Crores	30,771	9,366	10,421	10,983	30,927	9,741	9,955	11,231	33,989	9,707	10,372	13,911
vi	Average Cost	Paisa/kWh	364	364	360	368	462	483	484	430	473	440	455	515

**6.6.2 . 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 खरीद लागत, कुल सकल राजस्व आवश्यकता का 80% से ज्यादा होती है। ऊर्जा खरीदी लागत में किसी प्रकार की बढ़ोतरी का सीधा प्रभाव उपभोक्ताओं की विद्युत दरों पर पड़ता है।
- 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 53 प्रतिशत की वृद्धि हुई है, जो लागत वर्ष 2011-12 में 260 पैसे/यूनिट से वर्ष 2018-19 में 397 पैसे/यूनिट हो गयी। वर्षवार औसत ऊर्जा खरीदी लागत निम्न तालिका में दी गई है :-

**तालिका 107: पिछले कुछ वित्तीय वर्षों में विद्युत क्रय लागतों का रूझान**

Power Purchase Cost Trend				
Sr. No.	Particulars	Quantum (MUs)	Total Cost (Rs Crores)	Avg. Cost (Paisa/kWh)
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
8	FY 2018-19	77,500	30,771	397

#### **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 है। किसी भी प्रकार की ईधन, 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 बाधाएं**

- 6.7.5 कुछ ऐसे कारण जो, विद्युत खरीदी लागत में कमी करने हेतु म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं.लि. 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।
- एमओडी में विचार किए जाने वाले जनरेटर का समय निर्धारण सैद्धांतिक है, जबकि वास्तविक परिचालन स्थितियों के दौरान विद्युत की मांग एवं आपूर्ति एक अनियंत्रित माप है। रबी सीजन में विद्युत की अधिकतम मांग के दौरान अचानक बदलती है। ऐसी परिस्थितियों में अधिकांश अधिशेष क्षमता जिसे बैक डाउन माना जाता है वह मांग को पूरा करने के लिए निर्धारित है। इसलिए, अधिशेष क्षमताओं को बांधने के लिए एक तर्कसंगत है।
- **नवकरणीय क्षमता में वृद्धि** :- पिछले वर्ष की तुलना में नवकरणीय ऊर्जा क्षमता में इस वर्ष लगभग दोगुनी हुई है। वित्तीय वर्ष 2018-19 में नव करणीय ऊर्जा की खरीद लागत प्रति यूनिट 554 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 कं.लि. 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 कम्पनियों 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 मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड बिना लाभ हानि के सिद्धान्त पर कार्य करेगी। अतः अब तक प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अन्त में म.प्र. पावर मैनेजमेंट 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 व्यय के विवरण को निम्नानुसार तालिका में दर्शाया गया है :-

**तालिका 108: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की लागत (रु. करोड़ में)**

Sr. no.	Particulars	FY 2018-19 (Re-estimated)	FY 2019-20 (Projected)	FY 2020-21 (Projected)
<b>1</b>	<b>Revenue</b>	572.55	627.19	689.91
a	Revenue from Operations including Revenue Subsidy	2.38	-	-
b	Other Income	570.17	627.19	689.91
<b>2</b>	<b>Expenses</b>	534.58	417.14	451.66
a	Purchase of Power from Other Sources	225.39	95.35	104.88
b	Inter-State Transmission Charges	88.13	96.95	106.64
c	Depreciation & Amortization Expenses	3.65	6.04	8.43
d	Interest & Finance Charges	126.67	123.57	131.67
e	Repairs & Maintenance	2.63	2.90	3.19
f	Employee Costs	65.50	67.46	69.49
g	Administration & General Expenses	19.42	21.36	23.49
h	Other Expenses	3.19	3.51	3.87
<b>3</b>	<b>(Profit)/Loss for the Period</b>	(37.97)	(210.05)	(238.25)

## **7.5 एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. 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 2.38 करोड़ वितरण कंपनियों के मासिक बिलों के जरिए पास नहीं किया जा सका। हालांकि, वित्तीय वर्ष 2019-20 से यह माना गया है, कि इस राशि को वितरण कंपनियों को नियमित मासिक बिलों के जरिए पास किया जायेगा तथा वित्तीय वर्ष 2019-20 से संचारण में आय शून्य है।

### **7.5.2 अन्य आय**

वित्तीय वर्ष 2018-19 में एम.पी.पी.एम.सी.एल. की अन्य आय 570.17 करोड़ रूपये है। अन्य आय के प्रमुख हिस्सों में मुख्य रूप से दीर्घ अवधि के विजली आपूर्तिकर्ताओं द्वारा समय पर किए गए भुगतान के विरुद्ध दी गई छूट से प्राप्त क्रेडिट है। वित्तीय वर्ष 2018-19 में एम.पी.पी.एम.सी.एल द्वारा प्राप्त अन्य आय का व्यौरा इस प्रकार है:

**तालिका 109: अन्य आय (रु करोड़)**

Particulars	Amount (in Crores)
i) Compensation received	12.15
ii) Rebate received on a/c of timely/prompt payments	458.22
iii) Generation based incentive	6.72
iv) Interest received (Includes interest on commitment advances)	1.83
v) Income from RRAS	35.58
v) Other Income	55.67
<b>TOTAL</b>	<b>570.17</b>

### **7.5.3 वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं आगे के लिए अन्य आय में वित्तीय वर्ष 2018-19 से 10 प्रतिशत की वृद्धि आंकी गयी है।**

## **7.6 एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. 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,**

अबमूल्यन क्रृष्ण प्रभार इत्यादि लिए गये हैं। यद्यपि विद्युत क्रय संबंधित कुछ लागतें (नीचे दिये गये विवरण अनुसार) जो कि विद्युत वितरण कंपनियों 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 2018-19 के लिए सम्मिलित :

- विद्युत क्रय एवं पारेषण शुल्क का बिल रु. 211.92 करोड़ है।
- ऊर्जा बैंकिंग के लिए देयता रु. 13.25 करोड़ है।
- अन्य लागत रु. 0.21 करोड़ है।

##### 7.6.2.1 विद्युत क्रय के बिल :

वित्तीय वर्ष 2018-19 वितरण कंपनियों के मासिक बिलों में समाहित नहीं किया गया है। वित्तीय वर्ष 2019-20 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 (13.25 करोड़):

कंपनी के पास 2018-19 के दौरान प्राप्त 1210.94 मिलियन यूनिट की बैंक एनर्जी लौटाने की जिम्मेदारी है, जिसकी लागत रु. 3.72 प्रति यूनिट पर विचार करते हुए लगभग रुपये 449.95 करोड़ की वित्तीय देयता में बदल जाती है। अर्थात् वित्त वर्ष 2018-19 के लिए बैंकिंग को छोड़कर कुल बिजली खरीद लागत के आधार पर 2018-19 के लिए औसत बिजली खरीद दर की गणना की गई। वित्त वर्ष 2018-19 के दौरान, कंपनी ने 2016-17 में प्राप्त 1166.97 मिलियन यूनिट बैंक एनर्जी लौटा दी थी। अर्थात् 436.70 करोड़ रुपये की वित्तीय देयता रु. 3.74 प्रति यूनिट की दर से लिया गया है, जो वर्ष

2017-18 के लिये है। इसलिए, रु. 13.25 करोड़ का शुद्ध बैंकिंग दायित्व वित्त वर्ष 2018-19 में वित्त वर्ष 19-20 के लिए बुक किया गया था। ऊर्जा के बैंकिंग के लिए दायित्व की गणना निम्नानुसार की जाती है:

#### तालिका 110: अन्य आय

Particulars	Rs Crores
MUs to be returned at the end of FY 2018-19 =	1210.94
MUs to be returned at the end of FY 2019-20 (increasing the units of FY 2018-19 by 10%) =	1332.03
Average purchase cost for F.Y. 18-19 =	3.72
Average purchase cost for F.Y. 19-20 (Increasing the rate of FY 2018-19 by 10%) =	4.09
Total amount of Banking Liability for FY 19-20	545.07
Credit for 1210.94 MUs billed to Discoms in 2018-19 @ 3.72 Rs/unit	449.95
Net liability to be passed to Discoms for FY 19-20	95.12
For FY 20-21 (Increasing cost for FY 19-20 by 10%)	104.63
For FY 21-22 (Increasing cost for FY 20-21 by 10%)	115.09

#### 7.6.2.4 अन्य विद्युत क्रय लागत

वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं आगे क्रय लागत वर्ष 2018-19 की लागत से 10 प्रतिशत प्रतिवर्ष बढ़ाकर लिया गया है।

#### 7.6.3 ऊर्जा क्रय व्यवस्था प्रभार :

आर ई ए / एस ई ए के अनुसार सीधे रूप से क्रय की गई विद्युत के अलावा जैसे कि बैंकिंग आफ एनजी, 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।

ऊपर वर्णित सभी लागतें आइटम क्रमांक 5 के शीर्ष “अन्य स्वोतां 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 111: अवमूल्यन**

<b>Fixed assets</b>	<b>FY19</b>	<b>FY20</b>	<b>FY21</b>
(i) Tangible assets			
Gross Block	90.91	102.57	103.57
Depreciation*	3.31	4.21	5.11
(ii) Intangible assets			
Gross Block	2.24	22.14	22.14
Depreciation**	0.34	1.83	3.33
Total Depreciation (i + ii)	3.65	6.04	8.43

\*In case of Tangible assets, an addition of Rs. 10.66 Crs has been assumed on account of ERP Hardware in FY 2019-20. This addition is assumed to be in second half of FY 2019-20. Apart from this, an addition of Rs. 1 Crs. depreciable @ 10% approx. is assumed for FY 2019-20 and onwards.

#### **7.6.5 विद्युत क्रय व्यवस्था 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 लगने 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 2018-19 लिए इनकी राशि रूपये 126.67 करोड़ है।

वित्तीय वर्ष 2018-19 में एन एच डी सी को रूपये 17.85 करोड़ ब्याज का भुगतान किया गया। वित्तीय वर्ष 2019-20 और आगे के लिये वित्तीय अनुबंध के अनुसार एन एच डी सी को ब्याज के रूप में रु. 3.87 करोड़ देय है।

इस ऋण की अंतिम किश्त दिसंबर 2019 में होने वाली है, इसलिए वित्त वर्ष 2020-21 से एनएचडीसी से ऋण पर ब्याज शून्य हो जाएगा।

वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए अन्य ब्याज एवं वित्तीय प्रभार (एन.एच.डी.सी. के ब्याज के अलावा) रु. 108.82 करोड़ (126.67 करोड़- 17.85 करोड़) है। वर्ष 2019-20 एवं उसके आगे ब्याज एवं वित्तीय प्रभार वर्ष 2018-19 के प्रभार से 10 % प्रति वर्ष बढ़ाकर लिया गया है।

#### **7.6.6 मरम्मत एवं रखरखाव**

वित्तीय वर्ष 2019-20 और आगे के वर्षों हेतु इसे वित्तीय वर्ष 2018-19 के खर्चों से 10.00 % बढ़ाकर लिया गया है।

#### **7.6.7 कर्मचारी व्यय :**

वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए कर्मचारी लागत 65.50 करोड़ है। वित्तीय वर्ष 2019-20 एवं उसके आगे के वर्षों के लिए कर्मचारी व्यय के लिए वित्तीय वर्ष 2018-19 से 3%. अधिक माना गया है।

#### **7.6.8 प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय :**

वित्तीय वर्ष 2018-19, में प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय जिसमें कंसलटेंसी फीस, विधिक व्यय, बैंक शुल्क, दर एवं कर तथा मुद्रण एवं लेखन सामग्री आदि समाहित है।

वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये कुल प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय रूपये 19.42 करोड़ है। वित्तीय वर्ष 2019-20 और आगे के लिये प्रशासनिक व्यय, वित्तीय वर्ष 2018-19 के व्यय से 10.00 प्रतिशत प्रति वर्ष की वृद्धि से लिया गया है।

#### **7.6.9 एक्ससेप्शनल आइटम**

वित्त वर्ष 2018-19 में, यूपीपीसीएल और आरआरवीपीएनएल के साथ वन-टाइम सेटलमेंट के कारण पिछले वर्षों में बकाया बिलों में ब्याज योग्य और बिजली बिलों की वापसी शामिल है। यह एक बार बंदोबस्त है और इस प्रकार फिर से होने की उम्मीद नहीं है। इसलिए असाधारण वस्तुओं को वित्त वर्ष 2019-20 से निरंक के रूप में लिया जाएगा।

#### **7.6.10 याचिकाकर्ता ने माननीय आयोग से अनुरोध किया है कि ऊपर दिखाए अनुसार एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की लागत को अनुमति देवें।**

**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 2020-21 के संचारण एवं संधारण व्यय अधिसूचित किया था।

संचारण एवं संधारण व्यय पर आधारित प्रावधिक दर विनियमन के द्वितीय संशोधन 2015 में 15 नवम्बर 2019 को निम्नानुसार अधिसूचित किया गया है :-

**8.1 कर्मचारी लागत**

विनियमन के प्रावधानों के अनुसार कर्मचारी लागतों की प्रथम गणना दर विनियमन 2015 के नियम 34.6 (b)(i) के तहत निम्नानुसार की गई है:-

**तालिका 112: कर्मचारी लागत (रु. करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Employees Expenses excluding arrears, DA, terminal benefits and incentives & EL encashment	722	1,080	1,080	740.97	1,009	1,009	1100	113	1133
DA	58	176	227	54	166	232	102	184	238
Leave encashment	6	17	12	29	31	33	28	30	31
NPS Employer contribution	7	7	7	9	14	43	9	10	13
PF/CFA/GTIS/Annuity	16	17	17	9	10	10	8	8	9
Incentives	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7th Pay DA Arrear		46	42	0	0	0		55	55
Expense Capitalized	(33)	-	-	(33)	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>809</b>	<b>1,343</b>	<b>1,386</b>	<b>841.97</b>	<b>1,234</b>	<b>1,331</b>	<b>1,311</b>	<b>1,421</b>	<b>1,480</b>

तीनों वितरण कंपनी की कर्मचारी लागत की गणना में मुख्य मान्यताएँ 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 2020-21 हेतु विचार किया गया है।
- महंगाई भत्ते की गणना एवं महंगाई भत्ते में प्रतिशत वृद्धि को निम्नानुसार विचारित किया गया है :-

**तालिका 113: मान्य महंगाई भत्ता (%)**

Particulars (As per 7th Pay)	FY '19	FY '20	FY '21
DA as percentage of Basic for first quarter - Apr to June	7%	12%	19%

DA as percentage of Basic for 2nd and 3rd quarter - July to Dec	9%	17%	21%
DA as percentage of Basic for 4th quarter - Jan to March	12%	19%	23%

- 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. पारिषण 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 खर्चे 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)- द्वितीय संशोधन दर विनियमन 2015 में बहुवर्षीय अवधि वित्तीय वर्ष 2016-17 से 2020-21 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 2020-21 हेतु अधिसूचित किया है।

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

**तालिका 114: प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय (रु. करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
A&G Expenses excluding MPERC fees	307	205	205	294	119	119	132	169	170
MPERC Fees	1	1	1	0	0	0	1	1	1
<b>Total</b>	<b>308</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>294</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>133</b>	<b>170</b>	<b>171</b>

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

- अ- विनियमन की कंडिका 34.1 – द्वितीय 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 है।

### **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 2020-21 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 115: मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय (रु. करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Opening GFA of FY year	8,441	8,960	9,579	10,131	10,760	11,435	6,500	7,587	8,397
R&M Expenses as 2.3% of GFA	194	206	220	83.53	247	263	149	175	193

### **8.4 संचारण एवं संधारण व्ययों का सारांश**

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

**तालिका 116: संचारण एवं संधारण व्ययों का सारांश (रु. करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Employee Cost (including arrears, DA and others)	809	1,343	1,386	842	1,234	1,331	1,311	1,421	1,480
A&G Expenses	308	206	206	249	120	120	133	170	171
R&M expenses	194	206	220	84	247	263	149	175	193
<b>Total</b>	<b>1,311</b>	<b>1,755</b>	<b>1,812</b>	<b>1,175</b>	<b>1,601</b>	<b>1,714</b>	<b>1,594</b>	<b>1,766</b>	<b>1,844</b>

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

## A9: वितरण कंपनियों की निवेश योजना

### 9.1 पूंजीनिवेश 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 2019 से वित्तीय वर्ष 2021 के लिये योजनावार पूंजीगत व्यय निम्न तालिका में प्रस्तुत है :-

**तालिका 117: योजनावार पूंजीगत व्यय (रु. करोड़ में)**

EAST DISCOM - CAPEX			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
ST&D (GoMP)	230	255	277
Feeder Separation Scheme	299	0	0
New Agricultural Pumps	0	0	0
Renovation of 33/11kV SS & DTR Metering	0	0	0
RAPDRP	20	0	0
RGGVY	193	0	0
DDUGVY	200	200	359
DDUGVY Phase II	0	0	0
IPDS	297	0	0
Conversion of TC to PC	548	699	0
Procurement of DTR against failure	0	0	0

Procurement of smart meters	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Balance Urban Households Connections (147509 no) not covered elsewhere	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>1786</b>	<b>1154</b>	<b>636</b>

<b>CENTRAL DISCOM - CAPEX</b>			
<b>Name of Scheme</b>	<b>FY '19</b>	<b>FY '20</b>	<b>FY '21</b>
SYSTEM STRENGTHING	230	120	129
FEEDER SEPERATION	140	102	0
NEW PUMP CONNECTION	695	0	0
ADB-II	0	0	0
ADB-III	0	0	0
RGGVY/Saubhagya	170	91	0
RAPDRP PART A	0	0	0
RAPDRP PART B	0	0	0
HUDCO	0	0	0
IPDS	150	309	0
DDUGJY	522	346	0
ST&D (GoMP)	0	0	0
Renovation of 33/11kv Sub-Stations & DTR metering (NEW SCHEME) TO BE POSED AS EAP)	0	18	18
Procurement of Distribution Transformers against Failure	88	97	107
Procurement of Smart Meters	0	266	177
<b>Total</b>	<b>1996</b>	<b>1064</b>	<b>448</b>

<b>WEST DISCOM - CAPEX</b>			
<b>Name of Scheme</b>	<b>FY '19</b>	<b>FY '20</b>	<b>FY '21</b>
ADB	18	-	-
TSP and SCSP	211	267	278
GOMP Scheme			-
FSP - ADB Loan	-		-
Grant Scheme(Govt. Contribution)	320	-	-
New Agricultural pumps	-		-
Mukhyamantri Sthayi Krishi pump Connection Scheme	279	58	60
Conversion of Temporary Pump Connections to Permanent Pump Connections (Govt. Contribution )	-		-
Transformer failure reduction Scheme	-	42	44
Procurement of Smart Meters	-	70	73
RAPDRP (GOI)	-		-
JBIC			-

<b>WEST DISCOM - CAPEX</b>			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
Others (New EAP)			-
RGGVY	12	-	-
IPDS	206	305	317
DDUGVY	561	166	172
Central Govt. Assistance (FS)	-	3	3
REC(Departmental Works)			
Equity for Nepa Ltd, Nepanagar			
<b>Total</b>	<b>1,607</b>	<b>910</b>	<b>947</b>

## 9.2 योजनावार पूँजीकरण

विद्युत वितरण कंपनियों के प्रस्तावित योजनावार पूँजीकरण निम्नानुसार है :

**तालिका 118: योजनावार पूँजीकरण (रु. करोड़ में)**

<b>Scheme Wise Capitalization - East Discom</b>			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
Opening CWIP	0	0	0
ST&D (GoMP)	124	82	128
Feeder Separation Scheme	161	60	50
New Agricultural Pumps	0	0	0
Renovation of 33/11kV SS & DTR Metering	0	0	0
RAPDRP	11	4	3
RGGVY	104	39	32
DDUGVY	108	68	124
DDUGVY Phase II	0	0	0
IPDS	160	59	50
Conversion of TC to PC	295	207	232
Procurement of DTR against failure	0	0	0
Procurement of smart meters	0	0	0
Balance Urban Households Connections (147509 no) not covered elsewhere	0	0	0
<b>Total</b>	<b>963</b>	<b>519</b>	<b>620</b>

<b>Scheme Wise Capitalization - Central Discom</b>			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
SYSTEM STRENGTHING	72	57	194

Scheme Wise Capitalization - Central Discom			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
FEEDER SEPERATION	44	49	-
NEW PUMP CONNECTION & MMSKPY	218	-	-
ADB-II	-	-	-
ADB-III	-	-	-
RGGVY/Saubhagya	53	43	-
RAPDRP PART A	-	-	-
RAPDRP PART B	-	-	-
HUDCO	-	-	-
IPDS	47	147	-
DDUGJY	164	165	-
Others	-	-	-
ST&D (GoMP)	-	-	-
Renovation of 33/11kv Sub-Stations & DTR metering (NEW SCHEME) TO BE POSED AS EAP)	-	-	-
Procurement of Distribution Transformers against Failure	28	46	161
Procurement of Smart Meters	-	143	320
<b>Total</b>	<b>626</b>	<b>650</b>	<b>675</b>

Scheme Wise Capitalization - West Discom			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
ADB		327	409
TSP and SCSP		50	118
GOMP (Equity)		-	-
FSP - ADB Loan		-	-
Grant Scheme(Govt. Contribution)		19	24
New Agricultural pumps		-	-
Mukhyamantri Sthayi Krishi pump Connection Scheme (Govt. Contribution )		25	43
Conversion of Temporary Pump Connections to Permanent Pump Connections (Govt. Contribution )		-	-
transformer failure reduction Scheme		6	16
Procurement of Smart Meters		10	27
RAPDRP (GOI)		-	-
JBIC		-	-

Scheme Wise Capitalization - West Discom			
Name of Scheme	FY '19	FY '20	FY '21
Others (New EAP)		-	-
RGGVY		1	1
IPDS		55	131
DDUGVY		57	105
Central Govt. Assistance (FS)		0	1
REC(Departmental Works)		-	-
Equity for Nepa Ltd, Nepanagar		-	-
Capitalization of opening CWIP		550	875
Total	1123	834	948

### 9.3 पूंजीगत कार्य की प्रगति में

तीनों विद्युत वितरण कंपनियों का पूंजीगत कार्य प्रगति पर वर्षवार विभक्ति करण निम्नानुसार दर्शाया गया है :-

तालिका 119: वितरण कंपनीवार पूंजीगत कार्य प्रगति पर (रु. करोड़ में)

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Opening Balance of CWIP	1748	2034	2859	1,213	2,867	3,582	2,232	2,746	3,357
Fresh Investment during the year	1250	1344	792	2,189	1,364	448	1,631	1,119	936
Investment capitalized	963	519	620	534	650	675	1,117	508	980
Closing Balance of CWIP	2034	2859	3031	2,867	3,582	3,355	2,746	3,357	3,314

### 9.4 स्थायी परिसंपत्तियों का संयोजन

वर्षवार स्थायी परिसंपत्तियों का संयोजन निम्नानुसार है :-

तालिका 120: स्थायी परिसंपत्तियों में संयोजन (रु. करोड़ में)

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Land & land rights	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Buildings	0	5	20	35	35	35	29	20	22

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Hydraulic works	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other civil works	5	5	12	0	0	0	17	12	13
Plant & machinery	232	218	209	129	132	134	390	270	293
Lines, cables, networks	720	287	376	409	429	451	680	470	510
Vehicles	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Furniture & fixtures	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Office equipment's	4	2	2	2	2	2	5	3	4
RGGVY	3	3	0	10	10	10	0	58	106
Intangible Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Supervision assets	0	0	0	24	25	25	0	0	0
Capital Stores & Spares	0	0	0	17	17	17	0	0	0
<b>Total</b>	<b>963</b>	<b>519</b>	<b>620</b>	<b>626</b>	<b>650</b>	<b>675</b>	<b>1123</b>	<b>834</b>	<b>948</b>

याचिकाकर्ता एतद् द्वारा माननीय आयोग से प्रार्थना करते हैं कि उपरोक्तानुसार दर्शाये गये पूँजीगत खर्चे एवं स्थायी परिसंपत्तियों में संयोजन को अनुज्ञय करें।

#### A10: विद्युत वितरण कंपनियों के - अन्य आय / व्यय

##### 10.1 मूल्यहास

- 10.1.1 टैरिफ विनियमन 2015, के प्रथम संशोधन की धारा 32 के अनुसार आयोग द्वारा पूँजीगत लागत के मूल्य आधार पर मूल्य हास की गणना की जानी चाहिये। परिसंपत्तियों के बचत मूल्य को पूँजीगत लागत और मूल्यहास के 10% के रूप में माना जाना चाहिए परिसंपत्तियों की पूँजीगत लागत का अधिकतम 90% की अनुमति होगी।
- 10.1.2 माननीय आयोग के टैरिफ विनियमन 2015 के प्रथम संशोधन के परिशिष्ट –II में दर्शाये दर के अनुसार यांचिकाकर्ता द्वारा लागू प्रावधानों के अनुसार विस्तृत मूल्य हास मॉडल विकसित किया गया है।
- 10.1.3 वित्त वर्ष 2018-19 से वित्त वर्ष 2019-20 तक के वित्त वर्ष की मूल्य हास की गणना निम्नानुसार है।

**तालिका 121: डिस्कॉम वाइज मूल्यहास- नियमानुसार (रु करोड़)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
लीज की भूमि	0	0	0	0	0	0	0	0	0
भवन	0	2	2	5	5	5	5	4	5
द्रव्य संबंधी चलित कार्य	2	0	0	0	0	0	0	0	0
अन्य सिविल कार्य	0	0	0	0	0	0	1	1	1
संयंत्र एवं मशीनरी	156	108	113	111	113	116	115	106	113
लाइन केबल नेटवर्क	175	218	225	150	158	166	173	134	147
वाहन	0	0	0	0	0	0	0	0	0
फनर्नीचर एवं फिक्चर्स	0	0	0	0	0	0	0	0	0
कार्यालय उपकरण	17	11	10	8	8	9	9	3	3
अरीजीजीहीहाय	0	0	0	35	0	0	0	43	46
अमर्त संपत्तियां	12	19	19	2	3	3	6	2	2
पर्यवेक्षण संपत्तियां	0	0	0	18	19	19			
भंडर एवं औजार पूँजी	0	0	0	15	15	15	14	0	0
<b>योग</b>	<b>362</b>	<b>358</b>	<b>371</b>	<b>346</b>	<b>365</b>	<b>388</b>	<b>323</b>	<b>294</b>	<b>318</b>

##### 10.2 ब्याज एवं वित्तीय प्रभार

###### 10.2.1 परियोजना ऋणों पर ब्याज

- 10.2.1.1 टैरिफ विनियमन 2015, के प्रथम संशोधन की धारा 31 के अनुसार ऋण पूँजी पर ब्याज एवं वित्त शुल्क की गणना करने का प्रावधान है। प्रत्येक वित्त वर्ष के लिये ऋण की अदायगी संबंधित वित्तीय वर्ष के लिये अनुमति के रूप मूल्य हास के बराबर होना चाहिये। ब्याज दर की भारित औसत दर होगी, जो कि परियोजना के लिये लागू प्रत्येक वित्तीय वर्ष की शुरूआत में वास्तविक ऋण पोर्ट फोलियो (निवेश सूची) के आधार पर की जायेगी।

**10.2.1.2** माननीय आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2019-20 के अपने दर आदेश में ऋण पूँजी पर ब्याज और वित्त प्रभार की गणना करने के लिये जिस प्रक्रिया को अपनाया गया था उसे ही ऋण पूँजी पर प्रक्षेपित ब्याज और वित्त शुल्क की गणना के लिये अपनाया गया है। विस्तृत विवरण निम्न तालिका में है।

**तालिका 122: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज – पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-**

(रूपये करोड़ में)

विवरण	बहुवर्षीय 2018-19 to 2020-21		
	2018-19	2019-20	2020-21
रूपये करोड़ में			
<b>वित्त वर्ष 18</b>			
1 अप्रैल 2017 को सकल स्थाई संपत्ति के साथ ऋण की पहचान की गई।	2,076	2,076	2,076
विशुद्ध सकल स्थाई संपत्ति के अलावा 70 प्रतिशत उपभोक्ता अंशदान के ऋण के माध्यम से वित्त पोषित माना जाता है।	127	127	127
<b>ऋण अदायगी (मूल्यहास के बराबर)</b>	335	335	335
31 मार्च 2018 की स्थिति में सकल स्थाई संपत्ति से जुड़े कुल ऋण	1,868	1,868	1,868
<b>वित्त वर्ष 19</b>	-	-	-
1 अप्रैल 2018 में सकल स्थाई संपत्ति से जुड़े ऋण की पहचान की गई।	1,868	1,868	1,868
70% उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध सकल स्थाई संपत्ति के अतिरिक्त	363	363	363
<b>ऋण अदायगी (अवमूल्यन के बराबर)</b>	362	362	362
31 मार्च 2019 की स्थिति में सकल स्थाई संपत्ति से जुड़े कुल ऋण	1,868	1,868	1,868
<b>वित्त वर्ष 20</b>	-	-	-
1 अप्रैल 2019 में सकल स्थाई संपत्ति के साथ ऋण की पहचान	-	1,868	1,868
70% उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध सकल स्थाई संपत्ति के अतिरिक्त	-	-18	-18
<b>ऋण अदायगी (अवमूल्यन के बराबर)</b>	-	358	358
31 मार्च 2020 की स्थिति में सकल स्थाई संपत्ति के साथ ऋण की पहचान	-	1,492	1,492
<b>वित्त वर्ष 21</b>	-	-	-
1 अप्रैल 2020 की स्थिति में सकल स्थाई संपत्ति के साथ ऋण की पहचान	-	-	1,492
70% उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध सकल स्थाई संपत्ति के अतिरिक्त	-	-	223
<b>ऋण अदायगी (अवमूल्यन के बराबर)</b>	-	-	371
31 मार्च 2021 को सकल स्थाई संपत्ति के साथ ऋण की पहचान की गई।	-	-	1,344
औसत ऋण का शेष	1,868	1,680	1,418
<b>भारित औसत ब्याज दर (परियोजना ऋण पर ब्याज के अनुसार (%)</b>	8%	9%	8%
परियोजना ऋण पर ब्याज और वित्त शुल्क	906	143	119
<b>वित्त पोषण की लागत</b>	18	20	22
उपभोक्ता को समयानुसार पुनर्भुगतान पर छूट	0	0	0
<b>कुल</b>	924	163	141

**तालिका 123: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज – मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-**

(रूपये करोड़ में)

Particulars In Rs Crores	MYT 2018-19 to 2020-21		
	2018-19	2019-20	2020-21
<b>FY 19</b>			
Debt identified with GFA as on 1st April 2018	3,276.36	3,276.36	3,276.36
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution	306.77	306.77	306.77
Debt repayment (Equal to depreciation)	346.05	346.05	346.05
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2019</b>	<b>3,237.08</b>	<b>3,237.08</b>	<b>3,237.08</b>
<b>FY 20</b>			
Debt identified with GFA as on 1st April 2018		3,237.08	3,237.08
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution		454.85	454.85
Debt repayment (Equal to depreciation)		318.52	318.52
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2020</b>	<b>3,373.41</b>	<b>3,373.41</b>	<b>3,373.41</b>
<b>FY 21</b>			
Debt identified with GFA as on 1st April 2018			3,373.41
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution			472.27
Debt repayment (Equal to depreciation)			388
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2021</b>			<b>3,412</b>
<b>Average of Loan Balance</b>	<b>3,256.72</b>	<b>3,305.25</b>	<b>3,370</b>
Weighted average rate of interest (%) (as per Interest on Project Loans)	7.03%	7.16%	7.53%
Interest and Finance charges on Project Loans	228.91	235	254
Cost of Raising finance	2.34	2.57	2.83
<b>Total</b>	<b>231.25</b>	<b>238</b>	<b>257</b>

**तालिका 124: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज – पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-**

(रूपये करोड़ में)

Particulars In Rs Crores	MYT 2018-19 to 2020-21		
	2018-19	2018-19	2018-19
Debt identified with GFA as on 1st April 2016	599	599.13	599.13
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution	97	97.09	97.09
Debt repayment (Equal to depreciation)	235	234.55	234.55
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2017</b>	<b>462</b>	<b>461.66</b>	<b>461.66</b>
<b>FY 18</b>	-	0.00	0.00
Debt identified with GFA as on 1st April 2017	840	840.08	840.08
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution	61	60.54	60.54
Debt repayment (Equal to depreciation)	104	104.09	104.09
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2018</b>	<b>797</b>	<b>796.53</b>	<b>796.53</b>
<b>FY 19</b>	-	0.00	0.00

Particulars In Rs Crores	MYT 2018-19 to 2020-21		
	2018-19	2018-19	2018-19
Debt identified with GFA as on 1st April 2018	797	796.53	796.53
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution	742	742.37	742.37
Debt repayment (Equal to depreciation)	323	322.97	322.97
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2019</b>	<b>1,216</b>	<b>1215.93</b>	<b>1215.93</b>
FY 20	-	0.00	0.00
	-	0.00	0.00
Debt identified with GFA as on 1st April 2018	-	1215.93	1215.93
70% of addition to net GFA considered as funded through Loan net of consumer contribution	-	562.79	562.79
<b>Debt repayment (Equal to depreciation)</b>	<b>-</b>	<b>293.72</b>	<b>293.72</b>
<b>Total debt associated with GFA as on 31st March 2020</b>	<b>-</b>	<b>1485.00</b>	<b>1485.00</b>
Average of Loan Balance	1006.23	1350.47	1652.77
Weighted average rate of interest (%) (as per Interest on Project Loans)	0.09	0.08	0.08
Interest and Finance charges on Project Loans	88.10	106.76	134.26
Cost of Raising finance	14.36	19.15	25.54
Discount to consumer on timely repayment	0.00	0.00	0.00
Discount to consumer on timely repayment	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>102.46</b>	<b>125.91</b>	<b>159.80</b>

### 10.2.2 कार्यशील पूँजी पर ब्याज

10.2.2.1. टैरिफ विनियमन 2015, के प्रथम संशोधन की धारा 36 ,कार्यशील पूँजी पर ब्याज की गणना करने की प्रक्रिया का प्रावधान करता है। जिसमें कुल कार्यशील पूँजी में आपूर्ति एवं पारेषण गतिविधियों का व्यय शामिल होगा। आपूर्ति एवं पारेषण गतिविधियों के लिये कार्यशील पूँजी की गणना के माप दण्डों को भी निर्दिष्ट किया गया है। कार्यशील पूँजी पर ब्याज की दर प्रासंगिक वर्ष के स्टेट बैंक के 1 अप्रैल के अग्रिम दर के बराबर होगी ।

**तालिका 125:** विनियमन के अनुसार पूर्व वितरण कंपनी का कार्यशील पूँजी पर ब्याज (रूपये करोड़ में )

Sr. no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
I	<b>Wheeling</b>			
A)	1/6th of annual requirement of inventory for 1% GFA of previous year	12	13	14
B)	O&M expenses			
	R&M expenses	205	206	220
	A&G expense	308	206	206
	Employee expenses	1014	1868	1936
B) i)	Total of O&M expenses	<b>1527</b>	<b>2279</b>	<b>2362</b>
B) ii)	1/12th of total	<b>127</b>	<b>190</b>	<b>197</b>
C)	Receivables	0	0	0
C) i)	Annual Revenue from wheeling charges**	0	0	0
C) ii)	Receivables equivalent to 2 months average billing of wheeling charges	0	0	0

Sr. no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
<b>D)</b>	Total Working capital [ A) + B) ii) - C) ii)]	<b>139</b>	<b>203</b>	<b>211</b>
<b>E)</b>	Rate of Interest *	14%	14%	14%
<b>F)</b>	<b>Interest on Working capital (Wheeling)</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
<b>II</b>	<b>Retail Supply</b>			
<b>A)</b>	1/6th of annual requirement of inventory for previous year	1	1	1
<b>B)</b>	Receivables			
<b>B) i)</b>	Annual Revenue from Tariff and charges**	12969	10630	11624
<b>B) ii)</b>	Receivables equivalent to 2 months average billing	2162	1772	1937
<b>C)</b>	Power Purchase expenses	0	8369	8318
<b>C) i)</b>	1/12th of power purchase expenses	0	697	693
<b>D)</b>	Consumer Security Deposit	762	800	838
<b>E)</b>	Total Working capital (A+B ii) - C i) - D)	<b>1400</b>	<b>275</b>	<b>407</b>
<b>F)</b>	Rate of Interest *	14%	14%	14%
<b>G)</b>	<b>Interest on Working capital (Retail Supply)</b>	<b>192</b>	<b>38</b>	<b>56</b>
	<b>Total Interest on Working Capital (Wheeling + Retail Supply)</b>	<b>212</b>	<b>66</b>	<b>85</b>

तालिका 126: विनियमन के अनुसार मध्य वितरण कंपनी का कार्यशील पूँजी पर ब्याज (रूपये करोड़ में )

Sr. no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
<b>I</b>	<b>Wheeling</b>			
<b>A)</b>	1/6th of annual requirement of inventory for 1% GFA of previous year	14	14	15
<b>B)</b>	O&M expenses			
	R&M expenses	233	247	263
	A&G expenses	111	120	120
	Employee expenses (incl. terminal benefits)	1,064	1,234	1,331
<b>B) i)</b>	Total of O&M expenses	1,408	1,601	1,714
<b>B) ii)</b>	1/12th of total	117	133	143
<b>C)</b>	Receivables			
<b>C) i)</b>	Annual Revenue from wheeling charges**	1	1	1
<b>C) ii)</b>	Receivables equivalent to 2 months average billing of wheeling charges	0	0	0
<b>D)</b>	Total Working capital [A) + B) ii) - C) ii)]	131	148	158
<b>E)</b>	Rate of Interest *	13.75 %	13.75 %	13.80%
<b>F)</b>	<b>Interest on Working capital (Wheeling)</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>22</b>
<b>II</b>	<b>Retail Supply</b>			
<b>A)</b>	1/6th of annual requirement of inventory for previous year	3	4	4
<b>B)</b>	Receivables			
<b>B) i)</b>	Annual Revenue from Tariff and charges**	10,377	11,611	12,286
<b>B) ii)</b>	Receivables equivalent to 2 months average billing	1,730	1,935	2,048
<b>C)</b>	Power Purchase expenses	9,528	8,978	9,174
<b>C) i)</b>	1/12th of power purchase expenses	794	748	765
<b>D)</b>	Consumer Security Deposit	874	918	964

Sr. no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
E)	Total Working capital (A+B ii) - C i) - D)	64	272	323
F)	Rate of Interest *	13.85 %	13.75 %	13.75%
G)	<b>Interest on Working capital (Retail Supply)</b>	<b>9</b>	<b>37</b>	<b>44</b>
III	<b>Total Interest on Working Capital (Wheeling + Retail Supply)</b>	<b>27</b>	<b>58</b>	<b>66</b>

तालिका 127: विनियमन के अनुसार पश्चिम वितरण कंपनी का कार्यशील पूँजी पर ब्याज (रूपये करोड़ में )

Sr. no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
I	<b>Wheeling</b>			
A)	1/6th of annual requirement of inventory for previous year	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>1</b>
B)	O&M expenses			
	R&M expenses	119	175	193
	A&G expense	121	170	171
	Employee expenses	1,234	1,421	1,480
B) i)	Total of O&M expenses	<b>1,473</b>	<b>1,765</b>	<b>1,844</b>
B) ii)	1/12th of total	<b>123</b>	<b>147</b>	<b>154</b>
C)	Receivables			
C) i)	Annual Revenue from wheeling charges**	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
C) ii)	Receivables equivalent to 2 months average billing of wheeling charges	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
D)	Total Working capital [A) + B) ii) - C) ii)]	<b>133</b>	<b>159</b>	<b>156</b>
E)	Rate of Interest *	<b>13.75%</b>	<b>13.70%</b>	<b>13.70%</b>
F)	<b>Interest on Working capital (Wheeling)</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>21</b>
II	<b>Retail Supply</b>			
A)	1/6th of annual requirement of inventory for previous year	2	3	0
B)	Receivables			
B) i)	Annual Revenue from Tariff and charges**	13,582	14,620	15,422
B) ii)	Receivables equivalent to 2 months average billing	2,264	2,437	2,570
C)	Power Purchase expenses	9,893	9,498	12,156
C) i)	1/12th of power purchase expenses	824	792	1,013
D)	Consumer Security Deposit	1,126	1,219	1,313
	<b>Net Consumer Security Deposit</b>	1,126	1,219	1,313
E)	Total Working capital (A+B ii) - C i) - D)	316	428	244
F)	Rate of Interest *	13.75%	13.70%	13.70%
G)	<b>Interest on Working capital (Retail Supply)</b>	<b>43</b>	<b>59</b>	<b>33</b>
	<b>Summary</b>			
1	<b>For wheeling activity</b>	18	22	21
2	<b>For Retail Sale activity</b>	43	59	33
III	<b>Total Interest on working Capital</b>	<b>62</b>	<b>80</b>	<b>55</b>

### 10.2.3 उपभोक्ता सुरक्षा निधि पर ब्याज

10.2.3.1 माननीय आयोग के दर विनियमन 2015, के प्रथम संशोधन के अनुसार उपभोक्ता को जमा सुरक्षानिधि पर ब्याज दिया जाना है। याचिकाकर्ता के द्वारा दर अधिनियम में दिये गये प्रावधानों के अनुसार उपभोक्ता की जमा सुरक्षा निधि पर ब्याज की गणना वित्त वर्ष 2019-20 के लिये आर.बी.आई की चालू ब्याज दर 6.5% एवं वित्त वर्ष 2020-21 के लिये 5.65% के अनुसार (<https://rbidocs.rbi.org.in/rdocs/Bulletin/PDFs/0BUL1112019FULC7D2F59FAECC4355B254538635188140.PDF>) वित्त वर्ष 2020-21 के लिये निम्नानुसार दर्शाया गया है:

**तालिका 128: विनियमन के अनुसार वितरण कंपनीवार उपभोक्ता सुरक्षा निधि पर ब्याज (रूपये करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Interest on Consumer Security Deposit	52	52	54	53	53	53	65	69	74

### 10.3 ब्याज और वित्त शुल्क का सारांश

10.3.1 वित्त वर्ष 19, वित्त वर्ष 20 और वित्त वर्ष 21 के लिए ब्याज और वित्त प्रभार का सारांश निम्नानुसार दिया गया हैं:

#### **Gist of Interest & Finance Charge**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Interest on Project Loans	924	163	141	231	238	257	102	126	160
Total Interest on working Capital	212	66	85	27	58	66	62	80	55
Interest on Consumer Security Deposit	52	52	54	53	53	53	65	69	74
<b>Total</b>	<b>1,188</b>	<b>281</b>	<b>280</b>	<b>311</b>	<b>349</b>	<b>376</b>	<b>229</b>	<b>275</b>	<b>289</b>

### 10.4 अंश पूंजी पर लाभ

10.4.1 टैरिफ विनियमन 2015, के प्रथम संशोधन की धारा 36 के अनुसार अंश पूंजी पर लाभ की गणना की पद्धति, जिसमें अंश पूंजी पर लाभ की गणना @16% प्री टैक्स के आधार पर करना है। इस याचिका में ब्याज एवं वित्त प्रभार कुल परिसंपत्तियों से जुड़े ऋण और अंश की पहचान के बारे में स्पष्ट करता है। इस प्रक्रिया से वित्त वर्ष 2020-21 के अंत में कुल सकल स्थाई संपत्ति के साथ अंश पूंजी की पहचान की गयी। कुल अंश पूंजी पर अंश पूंजी प्रतिलाभ लाभ की गणना 16% निर्दिष्ट आवंटित दर के भाग को सकल स्थाई संपत्ति के अनुपात में माना गया है। विस्तृत गणना निम्नानुसार नीचे दर्शाया गया है:

**तालिका 129: विनियमन अनुसार पूर्व वितरण कंपनी का अंश पूँजी पर लाभ (रूपये करोड़ में)**

Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
	2018-19	2019-20	2020-21
<b>FY 2017-18</b>			
Equity identified with GFA as on 1st April 2017	1,942	1,942	1,942
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	146	146	146
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2018	<b>2,087</b>	<b>2,087</b>	<b>2,087</b>
<b>FY 2018-19</b>			
Equity identified with GFA as on 1st April 2018	2,087	2,087	2,087
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	288	288	288
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2019	<b>2,376</b>	<b>2,376</b>	<b>2,376</b>
<b>FY 2019-20</b>			
Equity identified with GFA as on 1st April 2019		2,376	2,376
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year		(8)	(8)
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2020		<b>2,368</b>	<b>2,368</b>
<b>FY 2020-21</b>			
Equity identified with GFA as on 1st April 2020			2,368
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year			95
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2021			<b>2,464</b>
<b>Average Equity</b>			
Rate of Return	16%	16%	16%
<b>Return on Equity</b>	<b>357</b>	<b>379</b>	<b>387</b>

**तालिका 130: विनियमन अनुसार मध्य वितरण कंपनी का अंश पूँजी पर लाभ (रूपये करोड़ में)**

Sr.no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
<b>A</b>	<b>Gross Fixed Assets at the beginning of year (net of consumer contributions)</b>	10,131	10,760	11,435
A1	Opening balance of GFA identified as funded through equity	1,606	1,789	1,977
A2	Opening balance of GFA identified as funded through debt	8,525	8,971	9,458
<b>B</b>	<b>Proposed capitalisation of assets as per the investment plan (net of consumer contribution)</b>	623	626	650
				-
B1	Proportion of capitalised assets funded out of equity, internal reserves	183	245	238
B2	Balance Proportion of capitalised assets funded out of project loans	439	381	411
				-
C1	Normative additional equity	187	188	195

Sr.no.	Particulars	MYT 2018-19 to 2020-21		
		2018-19	2019-20	2020-21
C2	Normative additional debt	436	438	455
				-
D1	Excess / shortfall of additional equity over normative	(3)	57	43
D2	Excess / shortfall of additional debt over normative	3	(57)	(43)
				-
E	<b>Equity eligible for Return, whichever is lower</b>	1,698	1,883	2,075
				-
	<b>Return on Equity (16%)</b>	<b>272</b>	<b>301</b>	<b>332</b>

तालिका 131: विनियमन अनुसार पश्चिम वितरण कंपनी का अंश पूँजी पर लाभ (रूपये करोड़ में)

Particulars	2018-19	2019-20	2020-21
<b>FY 2017-18</b>	-	-	-
Equity identified with GFA as on 1st April 2017	1,087	1,087	1,087
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	26	26	26
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2018	1,113	1,113	1,113
<b>FY 2018-19</b>	-	-	-
Equity identified with GFA as on 1st April 2018	1,113	1,113	1,113
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	318	318	318
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2019	1,431	1,431	1,431
<b>FY 2019-20</b>	-	-	-
Equity identified with GFA as on 1st April 2018	-	1,431	1,431
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	-	241	241
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2019	-	1,672	1,672
<b>FY 2020-21</b>	-	-	-
Equity identified with GFA as on 1st April 2020	-	-	1,672
30% of addition to net GFA considered as funded through Equity net of consumer contribution for half year	-	-	280
Total Equity associated with GFA as on 31st March 2021	-	-	1,952
<b>Average Equity</b>	<b>1,099.96</b>	<b>1,272.01</b>	<b>1,812.28</b>
Rate of Return	16%	16%	16%
<b>Return on Equity</b>	<b>176</b>	<b>204</b>	<b>290</b>

## 10.5 डूबत एवं संदिग्ध ऋण

दर अधिनियम, 2015 के प्रथम संशोधन की धारा 35, डूबत और संदिग्ध ऋणों की गणना के लिए प्रक्रिया प्रदान करता है, जिसमें यह कहा गया है कि इसे वित्त वर्ष के राजस्व का अधिकतम 1% करने की अनुमति है। माननीय आयोग ने अपने पिछले दर आदेश में पिछले वित्तीय वर्ष के लिये डूबत और संदिग्ध ऋणों के लिए 2 करोड़ रुपये मान्य किया है। तदनुसार, वित्त वर्ष 2020-21 के

लिए याचिकाकर्ता ने पूर्व वि. कं. के लिए 27 करोड़, मध्य वि. कं. के लिए 24 करोड़ और पश्चिम वि. कं. के लिए 57 करोड़ रुपये के डूबत और संदिग्ध ऋणों के विरुद्ध दावा किया है।

विस्तृत विवरण निम्नानुसार दर्शाया गया है:

**तालिका 132: विनियमन अनुसार झूबन्त एवं संदिग्ध ऋण (रुपये करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY19	FY20	FY21	FY19	FY20	FY21	FY19	FY20	FY21
झूबन्त एवं संदिग्ध ऋण	773	108	25	1,678	116	24	763	146	57

#### 10.6 अन्य आय एवं गैर दर आय

दर अधिनियम, 2015 के प्रथम संशोधन एवं म.प्र. राज्य विद्युत नियामक आयोग (लाइसेंसी या उत्पादन कंपनी द्वारा दर निर्धारण के लिये आवेदन के देय शुल्क के विवरण) के अधिनियम 2004 एवं उसमें उत्तरवर्ती सुधार के अनुसार गैर-टैरिफ आय के मुख्य घटक पारेषण प्रभार, पर्यवेक्षण शुल्क, स्क्रैप की बिक्री और उपभोक्ताओं से विविध शुल्क 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 2019-20 एवं 2020-21 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 रेग्युलेशन 2015 के प्रथम संशोधन एवं अन्य लागू रेग्युलेशन एवं नियामक आयोग के दिशा निर्देशों के अनुरूप वर्ष 2019-20 एवं 2020-21 का प्रक्षेपण किया है।

- माननीय मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (इसके बाद 'आयोग' के रूप में संदर्भित) की अधिसूचना संख्या क.( 1902 / MPERC / 2009 दिनांक 7 सितंबर 2009, खण्ड 181 में निहित शक्तियों जिसे विद्युत अधिनयम 2003 की धारा 46, खण्ड 45 (3) (बी) के साथ पढ़ा गया के द्वारा "मध्य प्रदेश विद्युत विनियामक आयोग (विद्युत आपूर्ति के लिये विद्युत लाइन या संयंत्र लगाने हेतु खर्च एवं अन्य शुल्क की वसूली) के अधिनियम 2009 (प्रथम संशोधन) में आपूर्ति देने के उद्देश्य से उपयोग की जाने वाली विद्युत लाइन या संयंत्र प्रदान करने के लिए व्यय और अन्य शुल्कों की वसूली के तरीके और मात्रा को निर्दिष्ट किया गया है।

तदनुसार, अन्य आय और गैर-टैरिफ आय नीचे दिखाई गई है:

**तालिका 133: अन्य आय और गैर-टैरिफ आय (रुपये करोड़ में)**

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Income from Investment, Fixed & Call Deposits	16	12	13	57	65	75	71	136	258
Interest on loans and Advances to staff	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest on Advances to Suppliers / Contractors	0	8	7	0	0	0	3	3	6

Particulars	East Discom			Central Discom			West Discom		
	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21	FY '19	FY '20	FY '21
Income/Fee/Collection against staff welfare activities	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miscellaneous receipts	48	29	36	36	38	40	1	1	2
Misc. charges	46	46	46	16	13	13	0	0	0
Deferred Income (Consumer Contribution)	116	135	131	136	109	120	0	0	0
Wheeling charges	0	0	0	1	1	1	11	11	11
Income from Trading other than Power (i.e sale of scrap, tender form)	21	19	19	49	29	24	12	20	147
Supervision charges	16	11	13	18	19	20	21	40	85
Recovery from theft	45	19	23	0	0	0	0	0	0
Meter Rent	46	46	46	36	38	40	69	146	277
Other Charges from Consumers	77	70	74	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>385</b>	<b>351</b>	<b>362</b>	<b>313</b>	<b>274</b>	<b>293</b>	<b>119</b>	<b>211</b>	<b>509</b>

#### A11: सकल राजस्व आवश्यकता

##### 11.1 एम.पी.पी.एम.सी.एल. की सकल राजस्व आवश्यकता

निम्नांकित तालिका में एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की सकल राजस्व आवश्यकता दर्शायी गयी है। वितरण कंपनियों की विद्युत खरीदी की लागत में शुद्ध खर्चों को शामिल किया गया है।

**तालिका 134: एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. की सकल राजस्व आवश्यकता सारांश (रूपये करोड़ में)**

Particulars	FY 18	FY 19	FY 20
<b>Revenue</b>	<b>572.55</b>	<b>627.19</b>	<b>689.91</b>
Revenue from Operations including Revenue Subsidy	2.38	-	-
Other Income	570.17	627.19	689.91
<b>Expenses</b>	<b>534.58</b>	<b>417.14</b>	<b>451.66</b>
Purchase of Power from Other Sources	225.39	95.35	104.88
Inter-State Transmission Charges	88.13	96.95	106.64
Depreciation & Amortization Expenses	3.65	6.04	8.43
Interest & Finance Charges	126.67	123.57	131.67
Repairs & Maintenance	2.63	2.90	3.19
Employee Costs	65.50	67.46	69.49
Administration & General Expenses	19.42	21.36	23.49
Other Expenses	3.19	3.51	3.87
<b>(Profit)/Loss for the Period</b>	<b>(37.97)</b>	<b>(210.05)</b>	<b>(238.25)</b>

##### 11.2 विद्युत वितरण कंपनियों की सकल राजस्व आवश्यकता

विनियम के प्रावधानों के आधार पर विद्युत वितरण कंपनियों की सकल राजस्व आवश्यकता का सारांश बिजली की खरीद से राजस्व , राजस्व में कमी एवं अधिकता की गणना नीचे दी गई तालिका में दर्शायी गयी है:

तालिका 135: MPPMCL के लिए ARR का सारांश (करोड़ रु)

Particulars	UoM	FY 2018-19				FY 2019-20				FY 2020-21			
		MP	East	Central	West	MP	East	Central	West	MP	East	Central	West
<b>Revenue</b>													
Revenue from Sale of Power	Rs. Crs	31,295	8,756	9,617	12,921	36,861	10,630	14,620	11,611	39,332	11,624	12,286	15,422
<b>Expenditure</b>													
Purchase of Power	Rs. Crs	26,533	8,087	9,077	9,368	26,589	8,433	8,575	9,581	29,625	8,391	8,987	12,247
MPPMCL Cost	Rs. Crs	(38)	(12)	(13)	(13)	(210)	(64)	(63)	(82)	-238	-73	-75	-90
Inter-state Transmission charges	Rs. Crs	1,775	543	560	671	1,775	543	560	671	1,774	543	560	671
Intra-state Transmission Charges	Rs. Crs	2,501	747	796	958	2,773	829	883	1,062	2,828	845	900	1,083
R&M Expenses	Rs. Crs	427	194	84	149	628	206	247	175	676	220	263	193
Employee Expense	Rs. Crs	2,962	809	842	1,311	3,998	1,343	1,234	1,421	4,197	1,386	1,331	1,480
A&G	Rs. Crs	735	308	294	133	496	206	120	170	497	206	120	171
Depreciation and Related	Rs. Crs	1,031	362	346	323	1,017	358	365	294	1,077	371	388	318
Interest and Finance Charge	Rs. Crs	2,600	1,188	1,182	230	905	281	349	275	946	281	376	289
Other Debits - Write-off	Rs. Crs	3,214	773	1,678	763	312	108	58	146	106	25	24	57
<b>Total Expense</b>	<b>Rs. Crs</b>	<b>41,739</b>	<b>13,000</b>	<b>14,846</b>	<b>13,892</b>	<b>38,282</b>	<b>12,243</b>	<b>12,327</b>	<b>13,712</b>	<b>41,488</b>	<b>12,195</b>	<b>12,874</b>	<b>16,419</b>
RoE	Rs. Crs	1,140	357	607	176	1,884	1,379	301	204	1,009	387	332	290
<b>Total Expense including RoE</b>	<b>Rs. Crs</b>	<b>42,879</b>	<b>13,357</b>	<b>15,453</b>	<b>14,068</b>	<b>40,167</b>	<b>13,622</b>	<b>12,629</b>	<b>13,916</b>	<b>42,497</b>	<b>12,582</b>	<b>13,206</b>	<b>16,709</b>
Other income	Rs. Crs	1,135	385	631	119	836	351	274	211	1,164	362	293	509
<b>Total ARR</b>	<b>Rs. Crs</b>	<b>41,745</b>	<b>12,972</b>	<b>14,823</b>	<b>13,949</b>	<b>39,331</b>	<b>13,271</b>	<b>12,354</b>	<b>13,705</b>	<b>41,332</b>	<b>12,220</b>	<b>12,913</b>	<b>16,199</b>
<b>Revenue Gap</b>	<b>Rs. Crs</b>	<b>10,450</b>	<b>4,216</b>	<b>5,205</b>	<b>1,028</b>	<b>2,469</b>	<b>2,641</b>	<b>2,266</b>	<b>2,094</b>	<b>2,000</b>	<b>596</b>	<b>627</b>	<b>777</b>
<b>ACoS</b>	<b>Rs./kWh</b>	<b>8.30</b>	<b>8.84</b>	<b>9.86</b>	<b>6.77</b>	<b>7.06</b>	<b>8.00</b>	<b>7.16</b>	<b>6.27</b>	<b>6.84</b>	<b>6.58</b>	<b>6.83</b>	<b>7.05</b>

## A12: वित्तीय वर्ष 2020-21 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 क्रमशः 8.40, 9.48 प्रतिशत, 0 प्रतिशत विद्युत दर वृद्धि अनुमोदित की थी। वित्त वर्ष 2019-20 में 7 प्रतिशत की वृद्धि हुई। बढ़ती महंगाई के दबाव से व्ययों में हो रही मूलभूत वृद्धियों, महत्वाकांक्षी मानक ऊर्जा हानियों की कमियों 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 मप्र राज्य की 31 मार्च 2019 को कुल स्थापित क्षमता 23,334.40 मेगावाट है। राज्य के सभी उपभोक्ताओं के लिए 24x7 बिजली की आपूर्ति की दृष्टि से तथा, और मांग में अपेक्षित वृद्धि को ध्यान में रखते हुए, राज्य ने पूर्व में ही अतिरिक्त क्षमता की योजना बनाई है। यद्यपि, मांग में वृद्धि विभिन्न कारणों से नहीं हो पायी है, जैसे की ओपन एक्सेस, रेल्वे द्वारा वितरण अनुज्ञासिधारी की स्थिति का प्रयोग करना, 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 जो उपयोग नहीं हो पा रही है।
- 12.1.3 इस स्थिति के कारण, यह उजागर करना आवश्यक है कि राज्य में उपलब्ध वर्तमान क्षमता के अनुसार, थर्मल प्लांट के द्वारा लगभग 80% बिजली प्रदान की जा रही है। इसके अलावा, एम.पी.पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमि., माननीय आयोग द्वारा निर्धारित मेरिट ऑर्डर डिस्पैच सिद्धांत का पालन करता है। यह उल्लेख करना महत्वपूर्ण है कि नवीकरणीय, नाभिकीय और हाइडल के प्रमुख हिस्से को अवश्य ही चलाने की स्थिति है और इसलिए सभी बैंकिंगडाउन को थर्मल पावर स्टेशनों पर होना चाहिए। अधिशेष स्थिति ने उपलब्ध क्षमता को पीछे छोड़ दिया है क्योंकि विनियम में कीमतें भी आकर्षक नहीं हैं और अंतर-क्षेत्रीय बिजली हस्तांतरण के लिए क्षमता की बाध्यता है। यद्यपि, ऐसे जनरेटरों के लिए निश्चित शुल्क का भुगतान विद्युत क्रय अनुबंध के अनुसार किया जाना आवश्यक है। ऐसे जनरेटर के साथ बिजली खरीद समझौतों को मान्य करने के लिए पिछले वर्षों में भी पर्याप्त मात्रा में बिजली को छोड़ना पड़ा और याचिकार्ता द्वारा जनरेटर को उक्त विद्युत की निर्धारित लागत का भुगतान करना पड़ा, जिसका लाभ नहीं उठाया गया था।
- 12.1.4 औसत बिजली खरीद लागत की तुलना में अल्पकालिक बिक्री से वर्तमान वसूली के साथ अतिरिक्त बिजली से निपटने के लिए व्यापक रणनीति की आवश्यकता है। अतिरिक्त बिजली के प्रबंधन के लिए पहला कदम वितरण कंपनियों द्वारा डी.व्ही.सी. की 400 मेघावाट इकाई, डी.व्ही.सी.(एमटीपीएस एवं सीटीपीएस) एवं 100 मेघावाट इकाई, डीटीपीएस, को क्रमशः 01 मार्च 2018 तथा 15 मई 2017

से पीपीए समाप्त करने का निर्णय लिया गया है।

- 12.1.5 इसके अलावा, इसकी बिक्री के आधार को बढ़ाने और नए उपभोक्ताओं को अपने दायरे में लाने के लिए, कैप्टिव और ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के साथ कई दौर की चर्चा हुई है। बिजली की कीमत, दोनों पूर्ण और सापेक्ष रूप में, उद्योग की प्रतिस्पर्धा में एक महत्वपूर्ण कारक है। सभी कैप्टिव और ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं ने उल्लेख किया है कि प्रतिस्पर्धा को बनाए रखने के लिए ऊर्जा वितरण कंपनी के अलावा अन्य खोतों से खरीदी जाती है। यदि वितरण कंपनियां प्रतिस्पर्धी ऊर्जा प्रदान कर सकें तो वे अपनी मांग को स्थानांतरित करने के लिए तैयार होंगे। राज्य में बिजली की उपलब्धता में वृद्धि के साथ, बिक्री को भी बढ़ाना आवश्यक है। इसलिए, अपनी पिछले वर्षों की याचिका में लाइसेंसधारी ने कैप्टिव और ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को अपनी मांग को वितरण कंपनी में स्थानांतरित करने हेतु प्रोत्साहित करने के लिए कई छूट पेश की हैं और उन्हें आयोग ने दर आदेश में स्वीकार किया है। इन रियायतों से कई कैप्टिव और ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं ने अपनी मांग को डिस्कॉम में स्थानांतरित करने की इच्छा व्यक्त की है। यह उल्लेख करना महत्वपूर्ण है कि उपभोक्ता आधार में वृद्धि डिस्कॉम के पूरे उपभोक्ता आधार पर एक लहर प्रभाव डालेगी जिससे लागतें विभाजित हो कर वितरण कंपनियों की आय बढ़ जाती है।
- 12.1.6 इसके अलावा, वितरण कंपनियों में रेलवे को वापस लाने के लिए विचार-विमर्श किया गया है। तदनुसार, पिछली याचिका में रेलवे के लिए छूट प्रस्तावित की गई है।
- 12.1.7 अनुज्ञाप्तीधारियों के द्वारा राजस्व अंतर को पाठने के लिए, दर में उपयुक्त मानक तक बढ़ोतरी की मांग करना आवश्यक है, जैसा कि इस याचिका में प्रस्तुत है। यह माननीय आयोग को प्रस्तुत किया जाता है कि याचिकाकर्ताओं ने अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री आई ई एक्स के प्रचलित IEX दर पर करने का प्रस्ताव किया है। वर्तमान दर देश में चल रही मांग-आपूर्ति परिदृश्य के लिए प्रतिबिंबित करता है, यद्यपि, आने वाले वर्षों के दौरान इन दरों में सुधार होने पर, याचिकाकर्ता द्वारा अतिरिक्त विद्युत की बिक्री से प्राप्त राजस्व को बेहतर दरों और बढ़ी हुई बिक्री के अवसर का लाभ उठाएंगे। याचिकाकर्ताओं ने हमेशा अपने लाइसेंस क्षेत्र में उपभोक्ताओं की सेवा करने के लिए उनके द्वारा की गई लागत को कम करने की कोशिश की है। वित्त वर्ष 2020-21 के लिए इस टैरिफ प्रस्ताव याचिका में उल्लिखित लागतें पहले से ही कम हैं और माननीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट मानदंड हानि स्तरों पर आधारित हैं। याचिकाकर्ता यह कहते हैं कि वास्तविक वितरण नेटवर्क और बाहरी नेटवर्क में अनुभव किया गया कि वास्तविक लागत वास्तविक नुकसान के स्तर से अधिक है।
- 12.1.8 उपरोक्त प्रस्तुतीकरण के दृष्टिगत, याचिकाकर्ता 5.09% की दर वृद्धि प्रस्तावित कर रहे हैं। वितरण कंपनियों के लिए इस याचिका के माध्यम से मांगी गई खुदरा वितरण दर हेतु चाही गयी आवश्यक वृद्धि के बिना अपनी क्रियात्मक व्यवहारिता बनाए रखना संभव नहीं हो सकेगा।
- 12.1.9 प्रस्तावित दर वृद्धि और परिणामी अतिरिक्त राजस्व प्राप्ति का सारांश नीचे दी गई तालिका में दिया गया है:

**तालिका 136: वित्त वर्ष 2020-21 के लिए प्रस्तावित टैरिफ का सारांश (रु करोड़)**

Particulars	UoM	MP State	East Discom	Central Discom	West Discom
Total ARR	Rs Crs.	41,332	12,220	12,913	16,199
Revenue at Current Tariffs	Rs Crs.	39,332	11,624	12,286	15,422
Total Revenue Gap	Rs Crs.	2000	596	627	777
Average Cost of Supply	Rs./Unit	6.84	6.59	6.83	7.06

12.1.10 उपरोक्त के मद्देनजर लाइसेंसधारियों द्वारा माननीय आयोग से वित्त वर्ष 2020-21 के लिए उक्त टैरिफ प्रस्ताव पर विचार करने और अनुमोदन करने के लिए प्रार्थना की जाती है ताकि राज्य के लिए आगामी वर्ष के लिए लागतों की वसूली की जा सके।

12.1.11 वर्तमान श्रेणी-वार टैरिफ प्रस्ताव को मौजूदा याचिका के हिस्से के रूप में टैरिफ शेड्यूल में प्रस्तुत किया जा रहा है। प्रस्तावित टैरिफ के कारण श्रेणी-वार राजस्व पर प्रभाव नीचे दिया गया

**तालिका 137: वित्त वर्ष 2020-21 के लिए श्रेणी-वार प्रस्तावित राजस्व (रु करोड़)**

Tariff Category / Sub-category	MP State		East Discom		Central Discom		West Discom	
	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs
<b>LT CATEGORIES</b>								
LV-1	Domestic	9,808	10,326	3,196	3,352	3,493	3,738	3,119
LV-2	Non-Domestic	3,101	3,139	983	995	955	968	1,163
LV-3	Public Waterworks and Street Light	861	918	241	268	256	264	365
LV-4	LT Industry	1,213	1,247	367	379	194	198	651
LV-5	Agriculture	13,261	14,138	3,948	4,246	3,965	4,156	5,348
LV-6	EV Charging	2	2	1	1	1	1	1
	<b>TOTAL – LT</b>	<b>28245</b>	<b>29771</b>	<b>8,735</b>	<b>9,241</b>	<b>8,863</b>	<b>9,324</b>	<b>10,647</b>
<b>HT CATEGORIES</b>								
HV-1	Railway Traction	54	54	27	27	27	-	-
HV-2	HV 2: Coal Mines	426	442	402	416	25	26	-
HV-3.1	Industrial Use	6,213	6,512	1,241	1,277	2,246	2,356	2,725
HV-3.2	Non-Industrial	1,058	1,075	242	247	405	414	411
HV-3.3	Shopping Mall	95	98	-	-	43	44	52
HV-3.4	Power Intensive Industries	1,972	2,067	677	702	383	421	912
								944

Tariff Category / Sub-category		MP State		East Discom		Central Discom		West Discom	
		Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs	Rev. at current tariffs	Rev. at proposed tariffs
HV-4	Seasonal & Non Seasonal	25	26	8	8	2	2	14	14
HV-5	PWW Works & Other Agri	918	951	108	112	188	193	622	646
HV-6	Bulk Residential Users	304	314	182	189	100	102	22	23
HV-7	RECs/Synchro of power for Generator connected to Grid	16	17	1	1	2	2	14	14
HV-8	EV Charging	5	5	1	1	2	2	2	2
<b>TOTAL - HT</b>		<b>11087</b>	<b>11562</b>	<b>2889</b>	<b>2980</b>	<b>3,424</b>	<b>3,589</b>	<b>4,774</b>	<b>4,993</b>
<b>TOTAL (LT+HT)</b>		<b>39332</b>	<b>41332</b>	<b>11624</b>	<b>12220</b>	<b>12286</b>	<b>12913</b>	<b>15422</b>	<b>16199</b>

## 12.2 दर प्रस्ताव की मुख्य विशेषताएं

अनुज्ञासिधारियों 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 की मुख्य विशेषताएं नीचे दी गई हैं:

- मेले के लिए एलटी पर अस्थायी आपूर्ति (बिंदु कनेक्शन सहित) के लिए शुल्क अनुसूची LV2.2 में निर्दिष्ट किया गया है जिसे समाप्त करने का प्रस्ताव किया गया है।

**प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:**

अनुज्ञासिधारियों के प्रस्ताव को आयोग ने निम्नदाब आपूर्ति के सामान्य नियम और शर्तों के तहत सामान्य आपूर्ति @ 1.25 गुना पर अस्थायी आपूर्ति स्वीकार किया है। अस्थायी आपूर्ति की अलग-अलग उप-श्रेणियों के साथ जारी दर में सरलीकरण की आवश्यकता के साथ प्रस्तावित परिवर्तन तर्कसंगत नहीं है।

- शेड्यूल LV1.2 में निर्दिष्ट DTR मीटर के माध्यम से आपूर्ति के लिए शुल्क को समाप्त करने का प्रस्ताव दिया गया है।

**प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:**

चूंकि इस श्रेणी के तहत कोई लाभार्थी नहीं हैं, इसलिए इस टैरिफ उप-श्रेणी को जारी रखना कोई तर्कसंगत नहीं है।

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

**प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:**

यह कहा जाता है कि उच्चदाब उपभोक्ता औद्योगिक फीडरों के माध्यम से आपूर्ति प्राप्त कर रहे हैं जिनकी आपूर्ति 24x7 घन्टे हैं और अब तक शहरी या ग्रामीण के रूप में फीडरों के वर्गीकरण के लिए कोई ढांचा 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 इस तरह के विवादों को स्थगित करने के लिए फोरम से संपर्क किया है। यह आगे कहा गया है कि डिस्कॉम से उपभोग को बढ़ावा देने के लिए उपभोक्ताओं को अन्य छूट प्रदान की जाती है।

4. 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 लोड / कनेक्टेड लोड (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।।"

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

**प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:**

एचवी 6 (थोक आवासीय उपयोगकर्ता) और एचवी 3.3 (शॉपिंग मॉल) श्रेणियों के विशिष्ट नियमों और शर्तों के अनुसार, सभी अंतिम उपयोगकर्ता (घरों / दुकानों के अधिवासी), शॉपिंग मॉल के डेवलपर को इन संबंधित श्रेणी में शॉपिंग मॉल में बिजली की आपूर्ति एवं टैरिफ का लाभ प्राप्त करने के लिए लाइसेंसधारी को प्रबंधन फर्म / के साथ त्रिपक्षीय समझौता करना आवश्यक है। इस संबंध में, यह कहा गया 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 समझौते को फिर से बदलने 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 अधिभोग से लागू शुल्क से अधिक शुल्क नहीं ले रहा है। उपरोक्त के महेनजर, इस शर्त का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए टैरिफ ऑर्डर की स्थिति में संशोधन का प्रस्ताव है।

6. संबंधित श्रेणी के 1.25 गुना सामान्य टैरिफ पर सभी अस्थायी कनेक्शन

**प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:**

पूरे LV संरचना में टैरिफ श्रेणियों को युक्तिसंगत बनाने के लिए, यह प्रस्तावित है कि यदि कोई उपभोक्ता एल वी की एक निश्चित श्रेणी में अस्थायी कनेक्शन की मांग करता है, तो अस्थायी आपूर्ति के लिए फिक्स्ड चार्ज और एनर्जी चार्ज संबंधित श्रेणी पर लागू होने वाले सामान्य शुल्क से 1.25 गुना अधिक होगा।

## A13: वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें

### 13.1 आयोग के निर्देश

- 13.1.1 माननीय विद्युत नियामक आयोग ने अपने दर आदेश में आपूर्ति की वोल्टेज वार लागत निर्धारित करने के लिए म.प्र. की वितरण कंपनी को निर्देश दिया है। माननीय आयोग ने 2010 के अपील संख्या 103 और आई.ए. क्रमांक 137 और 138 में वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें निकालने हेतु विद्युत अपीलीय न्यायाधिकरण (एप्टेल) द्वारा पारित निर्णय को संदर्भित किया।
- 13.1.2 जब तक 100% डीटीआर मीटराइजेशन पूरा नहीं हो जाता, 11kV और LT सिस्टम के लिए अलग से नुकसान की गणना एक बहुत ही जटिल काम है। हालांकि, यह प्रस्तुत किया गया है कि आपूर्ति की वोल्टेज वार लागत के निर्धारण के लिए, अपीलीय ट्रिब्यूनल फॉर इलेक्ट्रिसिटी (एपीटीईएल) द्वारा 2010 के अपील संख्या 103 और आईए नं 137 और 138 के 2010 में पारित निर्णय का अनुशीलन किया जा सकता है।
- 13.1.3 एप्टेल के आदेश का सारांश नीचे दिया गया है।

#### एप्टेल के आदेश

*“32. Ideally, the network costs can be split into the partial costs of the different voltage level and the cost of supply at a 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 वोल्टेज के आधार पर विद्युत प्रदाय की लागत की गणना का विवरण प्रस्तुत कर रही हैं।

### 13.2 वोल्टेज-वार हानियां

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

13.2.2 वोल्टेज के लिहाज से नुकसान का निधारण करने हेतु तीनों वितरण कंपनियों के वितरण प्रणाली के विस्तृत तकनीकी अध्ययन की आवश्यकता होगी। वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागत की उदाहरणार्थ गणना हेतु, याचिकाकर्ताओं ने वोल्टेज 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।

### 13.3 कार्यप्रणाली

डिस्कॉम ने तीन श्रेणियों के लिए बोल्ट-वार विद्युत दर की गणना के लिए कार्यप्रणाली प्रस्तावित की है:

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

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

- ✓ तीनों बोल्टेज स्तर के लिए बोल्टेज के अनुसार बिक्री का निर्धारण।
- ✓ ऐतिहासिक संख्याओं के आधार पर बोल्टेज 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। अन्तर्राजीय पी.जी.सी.आई.एल. और राज्य की भीतर एम.पी.पी.टी.सी.एल. की हानियों का आवंटन अति उच्चदाव 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 उच्चदाव हानियों के प्रतिशत अलग-अलग है 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 बोल्टेज स्तरवार ऊर्जा के इनपुट का निर्धारण करना। विक्रय की संख्या को वर्तमान बोल्टेज स्तर के पारेषण एवं वितरण हानियों के साथ-साथ ही अगले बोल्टेज स्तर के प्रतिशत से बढ़ाना।
- ✓ चूंकि 11 के.व्ही. एवं निम्नदाव प्रणाली हेतु तकनीकी एवं व्यवसायिक हानियों का विवरण अलग-अलग उपलब्ध नहीं है, इसलिए इस बोल्टेज स्तर हेतु 50 प्रतिशत हानि को पूर्ण रूप से तकनीकी और शेष 50 प्रतिशत हानि को व्यवसायिक हानि माना गया है, जिसे विभिन्न बोल्टेज स्तर में उनकी बिक्री के अनुपात में भारित किया गया है।
- ✓ प्रत्येक वितरण कंपनी की कुल बिजली खरीद लागत को बोल्टेज स्तरवार ऊर्जा इनपुट के अनुसार तीनों बोल्टेज स्तरों में आवंटित किया गया है। वितरण कंपनी की अन्य सभी लागतें प्रत्येक बोल्टेज स्तर के लिए आवंटित बिक्री के आधार पर की गई हैं।
- ✓ गैर टैरिफ आय को 11 के.व्ही. एवं निम्नदाव से तथा 33 के.व्ही. अति उच्चदाव 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 बोल्टेज स्तर हेतु बोल्टेज स्तर के अनुसार ऊर्जा की लागत प्राप्त होती है।

#### 13.4 गणना

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

तालिका 138: म.प्र.राज्य के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

Sr. no	Particulars	UoM	Formulae	EHT System (400 kV, 220 kV & 132 kV)	33 KV System	11 KV + LT System	Total
A	<b>MP State</b>						
1	<b>Sales</b>	MUs		<b>5,595</b>	<b>8,111</b>	<b>46,694</b>	<b>60,400</b>
2	Loss %	%		1.00%	4.11%	19.79%	20.02%
3	<b>Energy Input</b>	MUs		<b>5,652</b>	<b>8,545</b>	<b>61,322</b>	<b>75,518</b>
4	Energy Lost (Technical upto 33 kV voltage & 11 kV +LT technical and Commercial)	MUs	4=3-1	57	433	14,628	
5	Commercial Loss assumed as 50% of 11 kV and LT overall losses	MUs				7,314	
6	Balance 50% Commercial loss for all voltage in proportion to Sales	MUs		678	982	5,654	
7	<b>Net Energy Input</b>	MUs	<b>7=1+4+6</b>	<b>6,329</b>	<b>9,527</b>	<b>59,662</b>	<b>75,518</b>
8	Power Purchase Costs - allocated based on voltage-wise losses	Rs Cr		2,849	4,288	26,853	33,990
9	Other costs - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		783	1,135	6,535	8,453
10	Less: Other income - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		103	149	859	1,111
11	<b>Total Costs (ARR requirement)</b>	Rs Cr	<b>11=8+9-10</b>	<b>3,529</b>	<b>5,274</b>	<b>32,529</b>	<b>41,332</b>
12	<b>Average Cost of Supply</b>	Rs/kWh	<b>12=11/1*10</b>	<b>6.31</b>	<b>6.50</b>	<b>6.97</b>	<b>6.84</b>

तालिका 139: पूर्व क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

Sr. no	Particulars	UoM	Formulae	EHT System (400 kV, 220 kV & 132 kV)	33 KV System	11 KV + LT System	Total
A	<b>East Discom</b>						
1	<b>Sales</b>	MUs		<b>2,067</b>	<b>1,794</b>	<b>14,690</b>	<b>18,550</b>
2	Loss %	%		1.00%	2.75%	12.65%	19.77%
3	<b>Energy Input</b>	MUs		<b>2,088</b>	<b>1,863</b>	<b>19,169</b>	<b>23,120</b>
4	Energy Lost (Technical upto 33 kV voltage & 11 kV +LT technical and Commercial)	MUs	4=3-1	21	69	4,480	
5	Commercial Loss assumed as 50% of 11 kV and LT overall losses	MUs				2,240	

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहका एवं दर प्रस्ताव**

---

Sr. no	Particulars	UoM	Formulae	EHT System (400 kV, 220 kV & 132 kV)	33 KV System	11 KV + LT System	Total
6	Balance 50% Commercial loss for all voltage in proportion to Sales	MUs		250	217	1,774	
7	<b>Net Energy Input</b>	<b>MUs</b>	<b>7=1+4+6</b>	<b>2,337</b>	<b>2,079</b>	<b>18,703</b>	<b>23,120</b>
8	Power Purchase Costs - allocated based on voltage-wise losses	Rs Cr		992	883	7,941	9,816
9	Other costs including true up adjustment - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		320	278	2,276	2,874
10	Less: Other income - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		40	35	287	362
11	<b>Total Costs (ARR requirement)</b>	<b>Rs Cr</b>	<b>11=8+9-10</b>	<b>1,272</b>	<b>1,126</b>	<b>9,930</b>	<b>12,328</b>
12	<b>Average Cost of Supply</b>	<b>Rs/kWh</b>	<b>12=11/1*10</b>	<b>6.16</b>	<b>6.28</b>	<b>6.76</b>	<b>6.65</b>

**तालिका 140: मध्य क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना**

Sr. no	Particulars	UoM	Formulae	EHT System (400 kV, 220 kV & 132 kV)	33 KV System	11 KV + LT System	Total
A	<b>Central Discom</b>						
1	<b>Sales</b>	<b>MUs</b>		<b>1,888</b>	<b>2,306</b>	<b>14,706</b>	<b>18,900</b>
2	Loss %	%		1.00%	2.75%	25.00%	20.72%
3	<b>Energy Input</b>	<b>MUs</b>		<b>1,907</b>	<b>2,395</b>	<b>19,538</b>	<b>23,841</b>
4	Energy Lost (Technical upto 33 kV voltage & 11 kV +LT technical and Commercial)	MUs	4=3-1	19	89	4,833	
5	Commercial Loss assumed as 50% of 11 kV and LT overall losses	MUs				2,416	
6	Balance 50% Commercial loss for all voltage in proportion to Sales	MUs		241	295	1,880	
7	<b>Net Energy Input</b>	<b>MUs</b>	<b>7=1+4+6</b>	<b>2,149</b>	<b>2,690</b>	<b>19,002</b>	<b>23,841</b>
8	Power Purchase Costs - allocated based on voltage-wise losses	Rs Cr		930	1,165	8,229	10,324
9	Other costs - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		278	339	2,164	2,781
10	Less: Other income - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		24	29	187	240
11	<b>Total Costs (ARR requirement)</b>	<b>Rs Cr</b>	<b>11=8+9-10</b>	<b>1,184</b>	<b>1,475</b>	<b>10,206</b>	<b>12,865</b>
12	<b>Average Cost of Supply</b>	<b>Rs/kWh</b>	<b>12=11/1*10</b>	<b>6.27</b>	<b>6.40</b>	<b>6.94</b>	<b>6.81</b>

तालिका 141: पश्चिम क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

Sr. no	Particulars	UoM	Formulae	EHT System (400 kV, 220 kV & 132 kV)	33 KV System	11 KV + LT System	Total
A	<b>West Discom</b>						
1	<b>Sales</b>	MUs		<b>1,640</b>	<b>4,012</b>	<b>17,298</b>	<b>22,950</b>
2	Loss %	%		1.00%	5.47%	31.00%	19.64%
3	<b>Energy Input</b>	MUs		<b>1,656</b>	<b>4,287</b>	<b>22,614</b>	<b>28,557</b>
4	Energy Lost (Technical upto 33 kV voltage & 11 kV +LT technical and Commercial)	MUs	4=3-1	17	275	5,316	
5	Commercial Loss assumed as 50% of 11 kV and LT overall losses	MUs				2,658	
6	Balance 50% Commercial loss for all voltage in proportion to Sales	MUs		190	465	2,003	
7	<b>Net Energy Input</b>	MUs	<b>7=1+4+6</b>	<b>1,846</b>	<b>4,751</b>	<b>21,960</b>	<b>28,557</b>
8	Power Purchase Costs - allocated based on voltage-wise losses	Rs Cr		895	2,304	10,650	13,850
9	Other costs - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		200	489	2,109	2,798
10	Less: Other income - allocated based on voltage-wise sales	Rs Cr		36	89	384	509
11	<b>Total Costs (ARR requirement)</b>	Rs Cr	<b>11=8+9-10</b>	<b>1,059</b>	<b>2,705</b>	<b>12,375</b>	<b>16,139</b>
12	<b>Average Cost of Supply</b>	Rs/kWh	<b>12=11/1*10</b>	<b>6.46</b>	<b>6.74</b>	<b>7.15</b>	<b>7.03</b>

**A14: क्रास सब्सिडी अधिभार और अतिरिक्त शुल्क की गणना**

**14.1 क्रास सब्सिडी अधिभार:**

- 14.1.1 टैरिफ नीति विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए क्रॉस-सब्सिडी अधिभार का निर्धारण करती है। यहां यह उल्लेखनीय है कि वितरण कंपनियों द्वारा विभिन्न केन्द्रों से सबसे सस्ती उपलब्ध विद्युत क्रय करने हेतु निर्धारित मेरिट-ऑर्डर प्रेषण को लागू किया गया है ताकि उपलब्ध सबसे सस्ती बिजली की खरीद की जा सके। इसके अलावा, याचिकाकर्ताओं ने उन इकाइयों / स्टेशनों को वापस लेने पर भी विचार किया है, जहां परिवर्तनीय लागत 3.28 रुपये प्रति यूनिट से अधिक है, जैसा कि एमपीपीएमसीएल द्वारा तय किया गया है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि सस्ते स्रोतों से प्राप्त बिजली का पूरी तरह से उपयोग किया जा सके और महंगे स्रोतों से बिजली की खरीद से बचा जा सके। कम बिजली खरीद लागत का परिणामी लाभ कुछ स्टेशनों के बैक-अप के साथ उपभोक्ताओं को दिया जा रहा है।
- 14.1.2 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।
- 14.1.3 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 पहुँचाया 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

**14.2 अतिरिक्त भार**

- 14.2.1 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।
- 14.2.2 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 उनके 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।

- 14.2.3 याचिकाकर्ता निवेदन करते हैं कि अन्य राज्यों में भी उपभोक्ताओं के प्रवर्जन को देखते हुए ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त प्रभार आरोपित करने वाले संबंधित राज्य विद्युत नियामक आयोगों द्वारा एवं प्रस्तुत आंकड़ों की जाँच के उपरान्त पृथक आदेश जारी किये गये हैं।
- 14.2.4 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 2018 से अगस्त 2019 तक विगत 12 माहों के नवीनतम आंकड़ों के आधार पर, अतिरिक्त अधिभार (Additional Surcharge) का निर्धारण किया है।
- 14.2.5 याचिकाकर्ताओं ने अतिरिक्त अधिभार (Additional Surcharge) की गणना अभ्यर्पित ऊर्जा के भारित औसत मासिक नियत दर को ध्यान में रखते हुये की है, जो कि अभ्यर्पित ऊर्जा में जेनेरेटिंग स्टेशन के दैनिक भारित नियत दर के आधार पर है। याचिकाकर्ताओं द्वारा गणना किया गया अतिरिक्त प्रभार निम्न तालिका में दर्शाया गया है।

**तालिका 142: वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये अतिरिक्त अधिभार**

Sr.	Month	Energy entitlement (Crores Unit)	Energy Scheduled in (Crores Unit)	Energy Surrendered (Crores Unit)	Effective Fixed Cost Applied	OA Units (Crores Units)	Cost of Back Energy Surrendered due to Open Access (Rs. Crores)
1	2	3=4+5	4	5	6	7	8=(7*6)
1	Sep-18	601.80	506.45	95.36	1.20	1.49	1.79
2	Oct-18	635.34	611.85	23.49	1.18	0.92	1.09
3	Nov-18	660.16	619.33	40.83	1.50	2.19	3.28
4	Dec-18	663.56	599.64	63.92	1.51	2.73	4.14
5	Jan-19	704.39	605.02	99.37	0.95	2.90	2.77
6	Feb-19	654.84	539.59	115.25	0.90	2.80	2.53
7	Mar-19	738.68	627.14	111.54	1.24	3.31	4.09
8	Apr-19	666.72	586.77	79.94	1.22	2.63	3.22
9	May-19	616.21	580.01	36.21	1.08	2.59	2.80
10	Jun-19	512.49	460.28	52.21	1.37	2.55	3.50
11	Jul-19	563.47	498.83	64.64	1.10	2.24	2.47
12	Aug-19	484.56	384.76	99.80	1.03	2.22	2.29
<b>Total</b>		<b>7502.23</b>	<b>6619.66</b>	<b>882.57</b>		<b>28.59</b>	<b>33.96</b>
<b>Additional Surcharge on OA Consumers (Rs./Unit) = (8/7)</b>							<b>1.19</b>

14.2.6 उपरोक्तानुसार याचिकाकर्ताओं ने रूपये 1.19 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 विस्तारित गणना अन्य ब्यौरों के साथ इस याचिका के परिशिष्ट के रूप में की जा रही है।

#### **A15: मीटरयुक्त घरेलू उपभोक्ताओं के बिलिंग का तरीका**

15.1 एमपीईआरसी (ग्रिड कनेक्टेड नेट मीटरिंग) के अधिनियम 2015 और 14 अक्टूबर 2015 को अधिसूचना में जारी संशोधन, के अनुसार नेट मीटरिंग सुविधा उपभोक्ताओं को उपलब्ध कराई जानी है। बिलिंग सॉफ्टवेयर के माध्यम से ऊर्जा का लाभ देने के लिए नेट मीटरिंग विनियम के प्रावधानों को शामिल करने के लिए, दर आदेश में उस प्रक्रिया को शामिल किया जाना आवश्यक है, ताकि एमपी के तीनों डिस्कॉम में समान रूप से लागू किया जा सके।

निम्नलिखित प्रक्रिया का पालन करने की आवश्यकता है:

- i. घरेलू उपभोक्ता को मीटर से निश्चित शुल्क के बिलिंग की प्रक्रिया
- ii. उपभोक्ता को मीटर द्वारा आयात यूनिटों की बिलिंग के लिए लागू दर/
- iii. अनुदान की प्रयोज्यता।

निम्न बिंदुओं की विस्तृत व्याख्या नीचे दी गई है:

15.2 घरेलू उपभोक्ता को मीटर से निश्चित शुल्कों की बिलिंग की प्रक्रिया :

वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए टैरिफ ऑर्डर के अनुसार, घरेलू उपभोक्ता के अधिकृत लोड की गणना खपत की जाने वाली यूनिट के आधार पर की जानी चाहिए, अर्थात् 15 यूनिट को अधिकृत लोड के 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। उपरोक्तानुसार स्पष्ट किया गया विवरण नीचे दिया गया है:-

**तालिका 143: घरेलू उपभोक्ता के लिए मीटर से अधिकृत भार की गणना**

Sr. no.	Month	Import	Export	Net Read (+Import / -Export)	Authorized Load (in kW)
A	B	C	D	E	F
1	April	95	100	-5	0.70
2	May	215	200	15	1.50
3	June	315	300	15	2.10
4	July	395	400	-5	2.70

Sr. no.	Month	Import	Export	Net Read (+Import / -Export)	Authorized Load (in kW)
A	B	C	D	E	F
5	August	530	100	430	3.60
6	September	650	200	450	4.40
7	October	725	300	425	4.90
8	November	400	400	0	2.70
9	December	100	500	-400	0.70
10	January	1045	1500	-455	7.00
11	February	1132	200	935	7.60
12	March	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 इकाइयों के जाल के बिना।

### 15.3 आयात यूनिट की बिलिंग के लिए लागू स्लैब / शुल्क:

टैरिफ ऑर्डर में, बिलिंग के उद्देश्य से, उपभोक्ता के उपभोग पैटर्न के आधार पर अलग-अलग स्लैब प्रदान किए जाते हैं। उदाहरण के लिए, LV-1.2 श्रेणी में निम्नलिखित स्लैब वित्त वर्ष 2020-21 के टैरिफ ऑर्डर में निर्धारित हैं:

Monthly Consumption Slab(units)	Energy Charge with telescopic benefit (paisa per unit)	Monthly Fixed Charge (Rs)	
		Urban areas	Rural areas
Up to 50 units	405	60 per connection	45 per connection
51 to 150 units	495	100 per connection	80 per connection
151 to 300 units	630	23 for each 0.1 kW of authorized load	20 for each 0.1 kW of authorized load
Above 300 units	650	25 for each 0.1 kW of authorized	23 for each 0.1 kW of authorized

नेट मीटरिंग के परिदृश्य में, केवल शुद्ध यूनिट (आयात और निर्यात यूनिटों का शुद्ध) का उपभोक्ता को बिल देना आवश्यक है। इसलिए, दूरगामी लाभ के साथ विभिन्न स्लैबों के मध्देनजर, यह निर्णय लिया गया है कि आयात और निर्यात यूनिटों की गणना भी स्लैब वार किया जाएगा और शेष यूनिटों को संबंधित उच्च स्लैब में बिल किया जाएगा। उपरोक्तानुसार विवरण नीचे दिया गया है:-

Sr. no.	Month	Import	Export	Net Read (3-4)	Billed units	Up to 50 Units	51-150 Units	151-300 Units	Above 300 Units
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	April	95	100	-5	0	0	0	0	0
2	May	215	200	15	10			10	
3	June	315	300	15	15				15

**वित्तीय वर्ष २०२०-२१ के लिये सकल राजस्व आव्यूहा एवं दर प्रस्ताव**

---

Sr. no.	Month	Import	Export	Net Read (3-4)	Billed units	Up to 50 Units	51-150 Units	151-300 Units	Above 300 Units
4	July	395	400	-5	0	0	0	0	0
5	August	530	100	430	425			200	225
6	September	650	200	450	450			100	350
7	October	725	300	425	425				425
8	November	400	400	0	0	0	0	0	0
9	December	100	500	-400	0	0	0	0	0
10	January	1045	1500	-455	0	0	0	0	0
11	February	1132	200	932	77 (932-855)				77
12	March	400	800	-400	(-) 400*APP C	0	0	0	0

APPC → Average Power Purchase Cost

**A16: सेवान्त प्रसुविधाओं (पेंशन, ग्रेच्युटी एवं अवकाश नगदीकरण) का प्रावधान**

- 16.1 कर्मचारियों के सेवान्त प्रसुविधाओं की गणना "एमपीईआरसी (मंडल तथा उत्तराधिकारी संस्थाओं के कर्मियों की पेंशन और सेवान्त प्रसुविधाओं दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन एवं शर्तें) अधिनियम, 2012 (2012 के जी -38)" जो मध्यप्रदेश के राजपत्र में दिनांक 20 अप्रैल 2012 को प्रकाशित किया गया था। म.प्र. विद्युत नियामक आयोग (मंडल एवं उवसकी उत्तरवर्ती कंपनियों के कार्मिकों को देय पेंशन एवं अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं के भुगतान हेतु निबंधन एवं शर्तें) अधिनियम, 2012 में निहित प्रावधानों को ध्यान में रखते हुये वितरण कंपनियों के दावों का निष्पादन निर्धारित एक्चुअरी प्रतिवेदन एवं वास्तविक नगद बाह्य प्रवाह के अनुसार किया गया है।
- 16.2 एक्चुअरी मूल्यांकन के अनुसार तीन डिस्कॉम के लिए 31 मार्च 2009 को देयता 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 144: एक्चुअरी के खाते में देयता की भावी अंशदान दर (%)**

Assumption	East Discom				Central Discom				West Discom			
	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total
Contribution rate	21.73%	4.95%	0.77%	27.45%	20.15%	4.56%	0.54%	25.52 %	20.28%	4.67%	0.59%	25.54 %
Discount rate	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%

उपरोक्त निर्धारित कार्यप्रणाली के अनुसार, वित्त वर्ष 2018-19 से वित्त वर्ष 2020-21 के लिए देयता पर काम किया गया है और यह दायित्व लाइसेंसधारी के सभी कर्मचारियों से संबंधित है, ऐसे लाभों के लिए पात्र हैं। सेवान्त प्रसुविधाओं के प्रावधान की गणना नीचे दी गई तालिका में दी गई है:

तालिका 145: सेवान्त प्रसुविधा उपबंधों की गणना (रु करोड़))

Particular	East Discom				West Discom				Central Discom				MP State			
	Pension	Gratuity	Leave Enc.	Total	Pension	Gratuity	Leave Enc.	Total	Pension	Gratuity	Leave Enc.	Total	Pension	Gratuity	Leave Enc.	Total
Provision as on 31.03.2017	1,643	335	76	2,054	1,222	262	78	1,562	1,465	251	80	1,796	4,330	848	235	5,412
Discount @7%	115	23	5	144	86	18	5	109	103	18	6	126	303	59	16	379
Current Service cost	173	39	6	218	201	46	6	253	178	40	5	223	552	126	17	695
<b>Total Provision for FY 18</b>	<b>288</b>	<b>63</b>	<b>11</b>	<b>362</b>	<b>287</b>	<b>65</b>	<b>11</b>	<b>363</b>	<b>281</b>	<b>58</b>	<b>10</b>	<b>349</b>	<b>855</b>	<b>185</b>	<b>33</b>	<b>1,074</b>
Provision as on 31.03.2018	1,931	397	87	2,416	1,509	327	90	1,925	1,746	309	91	2,145	5,186	1,033	268	6,486
Discount @7%	135	28	6	169	106	23	6	135	122	22	6	150	363	72	19	454
Current Service cost	170	39	6	214	243	56	7	306	126	29	3	158	539	123	16	679
<b>Total Provision for FY 19</b>	<b>305</b>	<b>66</b>	<b>12</b>	<b>383</b>	<b>349</b>	<b>79</b>	<b>13</b>	<b>441</b>	<b>249</b>	<b>50</b>	<b>10</b>	<b>309</b>	<b>902</b>	<b>196</b>	<b>35</b>	<b>1,133</b>
Provision as on 31.03.2019	2,236	464	99	2,799	1,857	406	103	2,366	1,995	359	101	2,454	6,088	1,228	303	7,619
Discount @7%	156	32	7	196	130	28	7	166	140	25	7	172	426	86	21	533
Current Service cost	273	62	10	345	267	62	8	336	237	54	6	297	777	177	24	978
<b>Total Provision for FY 20</b>	<b>429</b>	<b>95</b>	<b>17</b>	<b>541</b>	<b>397</b>	<b>90</b>	<b>15</b>	<b>502</b>	<b>376</b>	<b>79</b>	<b>13</b>	<b>469</b>	<b>1,203</b>	<b>263</b>	<b>45</b>	<b>1,511</b>
Provision as on 31.03.2020	2,665	127	24	2,816	2,254	118	22	2,395	2,371	104	20	2,495	7,290	349	66	7,290
Discount @7%	187	9	2	197	158	8	2	168	166	7	1	175	510	24	5	510
Current Service cost	284	65	10	359	278	64	8	350	250	57	7	313	812	185	25	812
<b>Total Provision for FY 21</b>	<b>471</b>	<b>74</b>	<b>12</b>	<b>556</b>	<b>436</b>	<b>72</b>	<b>10</b>	<b>518</b>	<b>416</b>	<b>64</b>	<b>8</b>	<b>488</b>	<b>1,322</b>	<b>210</b>	<b>29</b>	<b>1,322</b>

वितरण कंपनियों को सेवान्त प्रसुविधा के लिए वार्षिक योगदान देने के लिए अनिवार्य किया है। वित्त वर्ष 2016 तक रु 4,470 करोड़ रुपये जमा होने का अनुमान है। हालांकि, फंड की कमी के कारण डिस्कॉम भी इसमें योगदान नहीं दे पाए। नीचे दी गई तालिका उन वास्तविक प्रावधानों को इंगित करती है जो

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहा एवं दर प्रस्ताव**

---

वित्तीय वर्ष 2009-10 से वित्त वर्ष 2017-18 तक कंपनी के वार्षिक खातों में डिस्कॉम द्वारा इस देयता के खिलाफ किए जाने हैं और वित्त वर्ष 2019-20 और वित्त वर्ष 2020-21 के लिए अनुमानित हैं।

**तालिका 146: डिस्कॉम के लिए टर्मिनल लाभ प्रावधान देयता (रु करोड़)**

FY	East Discom				Central Discom				West Discom				MP State			
	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total Liability	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total Liability	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total Liability	Pension	Gratuity	Leave Encashment	Total Liability
Past Service Liability as determined by actuary (From 1.6.2005 to 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
<b>Total up to 2016</b>	<b>1,401</b>	<b>282</b>	<b>66</b>	<b>1,749</b>	<b>1,213</b>	<b>199</b>	<b>71</b>	<b>1,483</b>	<b>965</b>	<b>204</b>	<b>68</b>	<b>1,238</b>	<b>3,579</b>	<b>685</b>	<b>205</b>	<b>4,470</b>
2016-17	242	53	10	305	252	52	9	313	257	58	10	325	751	424	10	943
2017-18	288	63	11	362	281	58	10	349	287	65	11	363	855	476	11	1,074
<b>Total up to 2018</b>	<b>1,931</b>	<b>397</b>	<b>87</b>	<b>2,416</b>	<b>1,746</b>	<b>309</b>	<b>91</b>	<b>2,145</b>	<b>1,509</b>	<b>327</b>	<b>90</b>	<b>1,925</b>	<b>5,186</b>	<b>2,870</b>	<b>87</b>	<b>6,486</b>
2018-19	305	66	12	383	249	50	10	309	349	79	13	441	902	196	35	1,133
<b>Total up to 2019</b>	<b>2,236</b>	<b>464</b>	<b>99</b>	<b>2,799</b>	<b>1,995</b>	<b>359</b>	<b>101</b>	<b>2,454</b>	<b>1,857</b>	<b>406</b>	<b>103</b>	<b>2,366</b>	<b>6,088</b>	<b>3,065</b>	<b>122</b>	<b>7,619</b>
<b>2019-20</b>	<b>429</b>	<b>95</b>	<b>17</b>	<b>541</b>	<b>376</b>	<b>79</b>	<b>13</b>	<b>469</b>	<b>397</b>	<b>90</b>	<b>15</b>	<b>502</b>	<b>1,203</b>	<b>263</b>	<b>45</b>	<b>1,511</b>
<b>Total up to 2020</b>	<b>2,665</b>	<b>558</b>	<b>116</b>	<b>3,339</b>	<b>2,371</b>	<b>438</b>	<b>114</b>	<b>2,923</b>	<b>2,254</b>	<b>496</b>	<b>118</b>	<b>2,868</b>	<b>7,290</b>	<b>3,329</b>	<b>167</b>	<b>9,130</b>
<b>2020-21</b>	<b>471</b>	<b>74</b>	<b>12</b>	<b>556</b>	<b>416</b>	<b>64</b>	<b>8</b>	<b>488</b>	<b>436</b>	<b>72</b>	<b>10</b>	<b>518</b>	<b>1,322</b>	<b>210</b>	<b>29</b>	<b>1,562</b>
<b>Total Up to 2021</b>	<b>3,136</b>	<b>632</b>	<b>128</b>	<b>3,895</b>	<b>2,787</b>	<b>501</b>	<b>122</b>	<b>3,411</b>	<b>2,690</b>	<b>568</b>	<b>128</b>	<b>3,386</b>	<b>8,613</b>	<b>3,538</b>	<b>197</b>	<b>10,692</b>

### A17: विद्युत क्रय लागत समायोजन

- 17.1** माननीय आयोग द्वारा वित्त वर्ष -19 के अपने दर आदेश में उत्पादन संयंत्रों में कोयला, तेल, और गैस ईंधन की लागत में वृद्धि या कमी के कारण वसूली योग्य लागतों की वसूली / समायोजन के लिए ईंधन लागत समायोजन ("एफसीए") प्राप्त करने के लिए फार्मूला निर्दिष्ट किया है।
- 17.2** पिछले कुछ वर्षों के एआरआर और दर याचिकाओं में याचिकाकर्ता नियमित रूप से प्रस्तुत कर रहे हैं कि आयोग द्वारा प्रदान की गई मौजूदा गणना तंत्र और एफसीए फार्मूला में वृद्धिशील बिजली खरीद की वसूली शामिल नहीं है, जो ईंधन लागत में वृद्धि के अलावा अन्य कारकों के कारण है। इन कारकों में बिजली आपूर्ति स्रोतों से आपूर्ति में कमी से मांग को पूरा करने के लिए टैरिफ आदेश के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी को बिजली बाजार या अन्य स्रोतों से अधिक मूल्य पर खरीदना पड़ता है।
- 17.3** वितरण लाइसेंसधारी को आपूर्ति की बाध्यता के तहत विद्युत अधिनियम, 2003 के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार उपभोक्ताओं की बिजली की मांग को पूरा करना है। इसलिए, मानक नुकसान के स्तर के आधार पर बिजली खरीद की मात्रा को प्रतिबंधित नहीं किया जा सकता है। बिजली व्यवस्था संचालन की शर्तों के तहत, ऊर्जा की मात्रा और बिजली की मांग कम या ज्यादा होने से अनियंत्रित परिवर्तनशील हैं। टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य के लिए, तर्कसंगत लागत के आधार पर प्रति यूनिट औसत बिजली खरीद लागत पर विचार किया जा सकता है। इसका मतलब यह है कि उपभोक्ता को मानक हानि पर आधारित औसत बिजली खरीद की लागत के आधार पर बिजली की मात्रा पर लागत को उपभोक्ता द्वारा वहन किया जाना चाहिए और इससे अधिक की लागत को लाइसेंसधारी द्वारा वहन किया जाए। किसी भी मामले में, बिजली खरीद लागत का निश्चित लागत तत्व भी उपभोक्ता द्वारा वहन किया जाना चाहिए। यह पद्धति उपभोक्ताओं और लाइसेंसधारियों के हितों के बीच उचित संतुलन बनाए रखेगी, क्योंकि यह समग्र औसत पद्धति पर आधारित है, ताकि वार्षिक चक्र पर सभी कारकों का प्रभाव समान रूप से वितरित किया जाए।
- 17.4** हालांकि, आयोग के विश्लेषण पर केवल उत्पादन संयंत्रों में कोयले, तेल और गैस से उत्पादन में ईंधन की लागत में वृद्धि या कमी के कारण गैर-नियंत्रणीय लागत की वसूली के लिए निम्नलिखित सूत्र दिया गया है:

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

जहां कि ,

**IVC** = राशि - (अ) गैस अथवा कोयला आधारित जनरेटर द्वारा बिल की गई वास्तविक प्रति यूनिट परिवर्तनीय लागत एवं दर आदेश में अनुज्ञेय परिवर्तनीय लागत में अंतर, गुणित (ब) पूर्ववर्ती तिमाही में प्रत्येक जनरेटर से उपयोग की गई यूनिट। हाईडल जनरेटिंग की परिवर्तनीय विद्युत खरीद की लागत की गणना के लिये मान्य नहीं किया जायेगा।

**पूर्ववर्ती तिमाही** = बिलिंग माह के तुरंत पहले दो महीने की अवधि को छोड़कर तीन महीने की अवधि,

**बिलिंग त्रैमासिक:** तीन महीने की अवधि जिसके लिए एफसीए का बिल किया जाना है और 1 अप्रैल से शुरू हो कर 30 जून तक समाप्त होने वाली अवधि तिमाही एवं इसी तरह तिमाही के प्रथम दिवस से अंतिम दिवस तक बिल किया जावेगा।

**मानक विक्रय :** पूर्ववर्ती तिमाही में सभी स्रोतों (जेनरेटर + अन्य स्रोतों) से कुल एक्सबस आहरण से मानक पीजीसीआईएल , पारेषण एवं वितरण हानि कम करते हुए दर आदेश में निहित पूर्ववर्ती तिमाही के लिये निकाला गया विक्रय।

- 17.5** हालांकि, याचिकाकर्ताओं को लगता है कि केवल परिवर्तनीय लागतों के स्थान पर औसत बिजली खरीद लागत को माना जाना चाहिए। इसलिए, उपर्युक्त प्रावधान के अनुरूप विद्युत क्रय लागत समायोजन के लिये वितरण लाइसेंसधारी, निम्न सूत्र को माननीय आयोग के समक्ष 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 कि

"APPC" का अर्थ होगा औसत विद्युत क्रय लागत है जो कि – [(अ) प्रत्येक पावर जनरेटर / स्रोतों द्वारा बिल की गयी प्रति यूनिट औसत लागत एवं दर आदेश में अनुज्ञेय प्रति यूनिट औसत लागत में अंतर, गुणित (ब) पूर्ववर्ती तिमाही में प्रत्येक जनरेटर से उपयोग की गयी यूनिट] का योग

"पूर्ववर्ती तिमाही" का अर्थ है बिलिंग तिमाही के ठीक पूर्ववर्ती पहले दो महीने की अवधि को छोड़कर, पूर्ववर्ती तीन महीने से पहले की अवधि।

"बिलिंग तिमाही" का अर्थ है तीन महीने की अवधि जिसके लिए पीपीसीए को बिल किया जाना है और 1 अप्रैल से शुरू होने वाली तिमाही के लिए तिमाही के पहले दिन से लेकर 30 जून तक समाप्त होने वाली अवधि होगी एवं इसी प्रकार आगे भी होगी।

"नॉर्मेटिव सेल" का अर्थ है कि पूर्ववर्ती तिमाही में सभी स्रोतों (जेनरेटर + अन्य स्रोतों) से कुल वास्तविक एक्स-बस आहरण से मानक पीजीसीआईएल, पारेषण और वितरण हानि कम करते हुए दर आदेश में निहित पूर्ववर्ती तिमाही के लिये निकाला गया विक्रय।

PPCA ऊर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार निकटतम पूर्णांकित पैसा प्रतियूनिट (kWh) के रूप में होगा इस प्रयोजन के लिए, 0.5 तक के अंश को अनदेखा किया जाएगा और 0.5 से अधिक के अंश को अगले उच्च पूर्णांक तक बढ़ाया जाएगा। इस प्रभार को, जैसा प्रकरण हो, प्रत्येक उपभोक्ता के विद्युत बिलों में विद्यमान टैरिफ के अनुसार ऊर्जा प्रभारों में जोड़ा या घटाया जावेगा। और इसे ऊर्जा प्रभार के हिस्से के रूप में माना जाएगा।

PPCA उर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार राज्य में वितरण कंपनियों के सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए समान रूप से लागू होगा। पीपीसीए शुल्क समान आपूर्ति के लिए ओपन ऐक्सेस वाले उपभोक्ताओं की सभी श्रेणियों पर वितरण कंपनियों से ली गयी विद्युत प्रमाणा पर लागू होगा।

नेशनल टैरिफ पॉलिसी 2016 में विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए क्रॉस-सब्सिडी अधिभार के निर्धारण के लिए निम्नलिखित सूत्र दिए गए हैं।

8.5 “क्रॉससब्सिडी अधिभार और खुली पहुंच के लिए अतिरिक्त अधिभार-

$$\text{अधिभार सूत्र : } S = T - [C / (1-L/100) + D + R]$$

जहाँ,

S अधिभार है

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

C नवकरणीय क्रय दायित्व का पूरा होने को सम्मिलित करते हुए लाइसेंसी द्वारा क्रय विद्युत की भारित 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

**17.6** चूंकि PPCA विद्युत क्रय समायोजन प्रभार उर्जा प्रभार का एक हिस्सा है और समान रूप से सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए लागू है, इसलिए औसत दर प्रयोज्य PPCA विद्युत क्रय समायोजन प्रभार के अनुसार परिवर्तित होगी। इसलिए प्रति यूनिट PPCA दर को विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए क्रॉस सब्सिडी अधिभार निर्धारण के लिए सूत्र में "T" शब्द के तहत जोड़ना अधिक उपयुक्त होगा।

**17.7** एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर एक नियंत्रक कंपनी है और वितरण कंपनियों द्वारा उनके एवज में उपभोक्ताओं को खुदरा आपूर्ति के लिए उनकी ओर से बिजली खरीदने के लिए अधिकृत किया गया है। यह प्रस्तावित है कि एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर प्रत्येक तिमाही में पीपीसीए की दर की गणना कर इसे स्वीकृति के लिए माननीय आयोग को प्रस्तुत करेगा।

- 17.8** याचिकाकर्ताओं ने यह भी प्रस्ताव रखा कि एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर जेनरेटर से उनके द्वारा प्राप्त बिलों के आधार पर पूर्ववर्ती तिमाही के दौरान बिजली खरीद की औसत लागत में बदलाव की गणना करेगी। जानकारी "पूर्ववर्ती तिमाही" के हर महीने के लिए दर आदेश में आयोग द्वारा तय किए गए तरीके से तैयार की जाएगी और उसके बाद तिमाही के लिए सम्मिलित की जाएगी।
- 17.9** आगे, म.प्र. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर "मानक बिक्री" की गणना करेगी इस प्रयोजन के लिए पूर्ववर्ती तिमाही के महीनों के लिये मानक पीजीसीआईएल, पारेषण और वितरण हानि (प्रतिशत / मात्रा), जैसा कि दर आदेशों में निहित किया गया है, को पिछली तिमाही के दौरान आहरित कुल एक्स बस उर्जा से घटाकर मानक विक्रय निकाला जाएगा।
- 17.10** उर्जा क्रय लागत समायोजन (पीपीसीए) प्रभार की गणना एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, 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 कि बिलिंग तिमाही में बिलिंग उददेश्यों के लिये उर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार को समाहित करें। यह अभ्यास बिलिंग तिमाही के प्रारंभ होने के कम से कम 15 दिवस पूर्व पूर्ण कर लिया जाना चाहिए साथ ही साथ एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर सभी गणना के प्रासंगिक तथा अन्य संबंधित विवरण ऐसे अभ्यास के 7 दिवस पूर्ण होने के अन्दर आयोग को प्रस्तुत करेगी।
- 17.11** यदि आयोग एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर द्वारा प्रस्तुत विवरण की समीक्षा के उपरांत उर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार में किसी भी प्रकार की अधिक या कम वसूली पाता है तो आयोग एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, जबलपुर एवं राज्य की वितरण कंपनियों को उर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार बिलिंग में साथ ही उपभोक्ताओं के आगे आनेवाले ऐसे समायोजन, जो भी यथोचित समझे आवश्यक सुधार हेतु निर्देशित कर सकेगा।
- 17.12** मानननीय आयोग की अनुशंसा उपरांत राज्य की विद्युत वितरण कंपनियां उर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार बिलिंग तिमाही के प्रथम दिन से वसूल करेगी
- समझाने के उददेश्य से निम्न उदाहरण दिया जा रहा है।

*If the “billing quarter” is say “July to Sept”, then the “preceding quarter” shall mean the period “Feb to April” and the period of May and June months is allowed to collect the data/ details and finalization of PPCA charge.*

पीजीसीआईएल, एवं एम.पी. पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, के मानक नुकसान और मानक वितरण घाटे का विवरण आयोग द्वारा टैरिफ आदेशों में प्रदान किया जाएगा।

**A18: दिशा निर्देशों का अनुपालन:**

माननीय आयोग द्वारा वित्त वर्ष 2019-20 के लिए जारी किए गए खुदरा आपूर्ति दर आदेश में निर्देशों पर वितरण कंपनियों की प्रतिक्रिया नीचे दी गई है:

**18.1 अमीटरीकृत संयोंजनों का मीटरीकरण :**

**18.1.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग के द्वारा वितरण कंपनियों के प्रस्तुतीकरण को ध्यान में रख कर वितरण कंपनियों से मार्च 2019 में समाप्त होने वाली तिमाही की रिपोर्ट ली गयी। आयोग द्वारा पाया गया है कि वितरण कंपनियों द्वारा वित्त वर्ष 2018-19 के दौरान (डीटीआर) वितरण ट्रांसफार्मर के मीटराइजेशन की प्रगति संतोष जनक नहीं है। आयोग द्वारा वितरण कंपनियों को आगे निर्देश दिया गया है कि सभी कृषि वितरण ट्रांसफार्मर को शतप्रतिशत मीटराइजेशन करने के लिये आवश्यक कदम उठाये जाएं और तिमाही आधार पर आयोग को इसका प्रगति प्रतिवेदन प्रस्तुत किया जाए। आयोग द्वारा वितरण कंपनियों को आगे निर्देश दिया गया कि फीडरों और ट्रांसफार्मर के मीटराइजेशन का कार्य प्राथमिकता के आधार पर किया जाए और इसकी रिपोर्ट 30 नवम्बर 2019 तक प्रस्तुत की जाए।

**18.1.2 याचिकाकर्ताओं द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया :**

कृषि वितरण ट्रांसफार्मर में मीटर लगाने का कार्य किसी चालू / स्वीकृत योजना में शामिल नहीं है। किसी वित्तीय संस्थानों या सरकारी योजना से ऋण सहायता स्वीकृत होने पर 100% कृषि उपभोक्ताओं को मीटर लगाने की योजना है। कृषि वितरण ट्रांसफार्मर में मीटर लगाये जाने की त्रैमासिक रिपोर्ट नियमित रूप से आयोग को भेजी जा रही है।

**मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

बिना मीटर वाले कनेक्शन के मीटराइजेशन की त्रैमासिक प्रगति पहले ही एमपीईआरसी को प्रस्तुत की जा चुकी है। फीडर मीटराइजेशन पूरा हो चुका है और DTR मीटराइजेशन का काम चल रहा है। अक्टूबर 2019 में कुल कृषि वितरण ट्रांसफार्मरों की संख्या 1,62,476 है। प्रति माह 9500 मीटर लगाने पर मार्च 2021 तक 100% मीटराइजेशन पूर्ण हो जाएगा।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

पश्चिम वितरण कंपनी की स्थायी समिति ने दिनांक 20.03.2019 की बैठक में पाया कि है कि कृषि प्रधान वितरण ट्रांसफार्मरों का 100% मीटरीकरण फंड की कमी के कारण चुनौतीपूर्ण कार्य है। इसलिए समिति ने कृषि फीडरों पर वितरण ट्रांसफार्मरों के नमूने की योजना की सिफारिश की।

स्थायी समिति ने यह भी सिफारिश की है कि आईपीडीएस कस्बों (इंदौर शहर को छोड़कर) में लगभग 2000 वितरण ट्रांसफार्मरों को और इंदौर शहर में लगभग 6000 नग शेष वितरण ट्रांसफार्मर में मीटर लगाया जाए। ग्रामीण क्षेत्र में कुछ 11 केवी फीडरों की पहचान की गई है जिनमें 2500 नं वितरण ट्रांसफार्मरों में मीटर लगाया जाना है। इन 10500 वितरण ट्रांसफार्मरों के मीटरीकरण के लिए रुपये 2310 लाख की राशि की आवश्यकता है। इस प्रयोजन के लिए यह व्यय वितरण कंपनी द्वारा विद्युत प्रदाय शुल्क या किसी अन्य निधि द्वारा किया जाना प्रस्तावित है। 100 ग्रामीण फीडरों में से, 42 नग कृषि फीडरों की पहचान की गई है, जिन पर 1365 नग जुड़े वितरण ट्रांसफार्मरों द्वारा कृषि भार को पूरा कर रहे हैं। इसलिए, पश्चिम वितरण कंपनी ने 42 फीडरों के 1365 नग कृषि वितरण ट्रांसफार्मरों के मीटरीकरण की योजना भी तैयार की है। 1365 नग कृषि वितरण ट्रांसफार्मरों की स्थापना के लिए लागत लगभग रु 3.25 करोड़ होगी।

पश्चिम वितरण कंपनी ने ओपीईएक्स मॉडल पर 10500 वितरण ट्रांसफार्मरों पर मीटर स्थापित कर, पांच साल के लिए वितरण ट्रांसफार्मरों के मीटर के रख-रखाव और मीटर रीडिंग उपलब्ध कराने के लिये टर्न की ठेकेदार को देने का विचार किया है।

## **18.2 नए टैरिफ के आधार पर पहले बिल के साथ टैरिफ कार्ड जारी करना**

### **18.2.1 आयोग का निर्देश:**

आयोग द्वारा वितरण कंपनी के प्रस्तुतीकरण पर निर्देश दिया गया है कि दर पत्रक प्रदान करने की पद्धति जारी रखी जाए।

### **18.2.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** पूर्व वितरण कंपनी ने एलटी उपभोक्ताओं के लिए बिल माह सितम्बर 2019 के मासिक ऊर्जा बिलों के पीछे टैरिफ दरों को मुद्रित किया है और उन क्षेत्रों में टैरिफ पैम्फलेट पहुंचाए हैं जहां स्पॉट बिलिंग की जा रही है।

**मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** वित्त वर्ष 2019-20 के लिए विभिन्न श्रेणियों के टैरिफ से संबंधित जानकारी एलटी उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ कार्ड और सभी उच्चदाब उपभोक्ताओं के लिए दर अनुसूची पुस्तिकाओं के माध्यम से प्रदान की गई है।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** याचिकाकर्ता ने कहा कि वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए विभिन्न एलटी श्रेणियों के टैरिफ से संबंधित विस्तृत जानकारी उपभोक्ताओं को प्रदान की गई थी। इसके अलावा, एचटी टैरिफ अनुसूची मुद्रित पुस्तिकाओं के रूप में एचटी उपभोक्ताओं को वितरित की जा रही है।

## **18.3 छूट / प्रोत्साहन / सरचार्ज का लेखा**

### **18.3.1 आयोग का निर्देश:**

आयोग ने वितरण कंपनियों की प्रस्तुतीकरण को ध्यान में रखते हुए 30 नवंबर 2019 तक एक व्यापक रिपोर्ट प्रस्तुत करने का निर्देश दिया है, जिसमें नए छूट ढांचे के आधार पर प्रत्येक छूट / प्रोत्साहन / अधिभार के लिए उपभोक्ता वार और श्रेणी वार, बिक्री एवं राजस्व में वृद्धि / कमी और उपभोक्ता वार बिक्री / राजस्व पर प्रभाव का विश्लेषण शामिल है। पेशेवर डेटा एनालिटिक्स का उपयोग करके उपलब्ध डेटा से प्राप्त एक उचित और सार्थक जानकारी आयोग को प्रस्तुत की जानी चाहिए।

**18.3.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व / मध्य / पश्चिम डिस्कॉम की प्रतिक्रिया:** वांछित व्यापक अध्ययन की तैयारी का कार्य डिस्कॉम के सलाहकार को सौंपा गया है जिसे माननीय आयोग के समक्ष जल्द ही प्रस्तुत किया जाएगा।

**18.4 आपूर्ति के बोल्टेज-वार लागत का पता लगाने के लिए वितरण नेटवर्क के तकनीकी अध्ययन**

**18.4.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग के द्वारा वितरण कंपनियों के प्रस्तुतीकरण पर ध्यान दिया गया। आयोग के द्वारा वितरण कंपनियों को निर्देश दिया गया कि संबंधित विषय पर अध्ययन कर एक प्रतिवेदन अगली दर याचिका के साथ प्रस्तुत करें।

**18.4.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व / मध्य / पश्चिम डिस्कॉम की प्रतिक्रिया:** वितरण कंपनियों द्वारा वितरण नेटवर्क में तकनीकी और व्यवसायिक हानियों को अलग करने के लिये सलाहकार के माध्यम से विस्तृत प्रतिवेदन आयोग के समक्ष अवलोकनार्थ प्रस्तुत किया गया है। पूर्व वितरण कंपनी के द्वारा अपने आंकड़ों का विश्लेषण सिमूलेटिंग साफ्टवेअर के माध्यम से करके उसकी रिपोर्ट अलग से भी आयोग को प्रस्तुत की गयी है। एक बार आयोग के द्वारा वितरण कंपनियों के प्रतिवेदन पर प्रक्रिया का अनुमोदन करने पर वितरण कंपनियों द्वारा उनकी बोल्टेजवार आपूर्ति की लागत तदानुसार प्रस्तावित की जावेगी।

**18.5 पेंशन और टर्मिनल बेनिफिट ट्रस्ट फंड में धन का स्थानांतरण**

**18.5.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग के द्वारा प्रस्तुतीकरण पर ध्यान देकर इस विषय में कार्यवाही प्रगति पर है।

**18.5.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**Response of East Discom/Central Discom:** The MP Vidyut Mandal Abhiyanta Sangh had filed a petition (13/2018) before Hon'ble Commission. MPPMCL & Discom have filed their response before Commission. The matter is under adjudication before the Commission. **पूर्व / मध्य / पश्चिम डिस्कॉम की प्रतिक्रिया:** म.प्र. विद्युत मंडल अभियंता संघ के द्वारा एक याचिका (13/2018) माननीय आयोग के समक्ष प्रस्तुत की

## वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहा एवं दर प्रस्ताव

गयी है। म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी और वितरण कंपनियों द्वारा अपने जवाब आयोग के समक्ष प्रस्तुत किये गये हैं। आयोग के समक्ष मामला विचाराधीन है।

### 18.6 बंद खराब मीटरों का बदलना :

#### 18.6.1 आयोग के निर्देश:

आयोग के द्वारा प्रस्तुतीकरण देखा गया। आयोग के द्वारा निर्देश दिया गया कि 100 प्रतिशत मीटर लगाने के लिये 30 नवम्बर 2019 तक कार्य योजना बनाकर प्रस्तुत की जाए और इसकी त्रैमासिक प्रगति प्रतिवेदन आयोग को प्रस्तुत की जाए।

#### 18.6.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:

**पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** बंद/ खराब और बिना मीटर कनेक्शन में मीटर लगाने की कार्ययोजना और प्रगति नीचे दी गई है। वितरण कंपनियों द्वारा लक्ष्य के अनुसार मीटर लगाने की कार्ययोजना पूरा करने के लिए सभी प्रयास किए जा रहे हैं।

Progress & Achievement against Stop / Defective and Un-metered Connections:										
Target	July'19	Aug'19	Sep'19	Oct'19	Nov'19	Dec'19	Jan'19	Feb'19	Mar'19	Achievement Up-to Oct'19
1868971	207892	207892	207892	207802	207482	207482	207482	207482	207565	482590

**मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** बंद / खराब मीटरों को बदले जाने का प्रगति प्रतिवेदन आयोग को प्रस्तुत किया चुका है। अक्टूबर 2019 को कुल 7.50 लाख बंद/ खराब मीटर थे। इन मीटरों को 45,000 प्रतिमाह की दर से नवम्बर 2019 से बदलने पर मार्च 2021 तक 100 प्रतिशत बदली हो जाएंगे।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** याचिकाकर्ता माननीय आयोग के समक्ष विनम्रतापूर्वक प्रस्तुत करता है कि बंद/खराब मीटरों का प्रतिस्थापन एक सतत प्रक्रिया है। उच्चदाव उपभोक्ताओं के संबंध में, दोषपूर्ण मीटर नगण्य है, मीटरों को दोषपूर्ण पाते ही बदल दिया गया है। निम्नलिखित पिछले तीन वर्षों में उच्चदाव उपभोक्ताओं के बंद/खराब मीटरों की स्थिति निम्न है:

Year	Total HT consumer	No of Stop defective meters	% HT defective meters
FY 2016-17	3101	3	0.09%
FY 2017-18	3312	1	0.03%
FY 2018-19	3504	0	0.00%
FY 2019-20 (upto Sep 19)	3590	17	0.47%

वितरण कंपनी द्वारा निम्न दाव उपभोक्ताओं के बंद/खराब मीटरों को लगातार बदला जावेगा। विनम्रतापूर्वक निवेदन है कि जिन कारणों से मीटर खराब होते हैं उनके लिये सिर्फ कंपनी उत्तरदायी

नहीं है, कई बार उपभोक्ता भी इसके लिये जबाबदार होता है। वितरण कंपनी द्वारा मीटर एवं मीटर रीडिंग की प्रक्रिया को मजबूत करने के लिये कई योजनाओं का क्रियान्वयन किया जा रहा है। वितरण कंपनी द्वारा स्मार्ट मीटरिंग स्कीम जैसी योजनाओं के शुरू होने से उपभोक्ताओं को स्मार्ट मीटर प्रदान किया जा सकेगा। बंद/खराब मीटरों के प्रतिस्थापन का कार्य IPDS और DDUGJY योजनाओं के द्वारा भी किया जा रहा है।

यह प्रस्तुत किया जाता है कि वित्त वर्ष 2019-20 के दर आदेश में माननीय आयोग ने घरेलू कनेक्शनों के मीटराइजेशन की योजना अलग से तैयार करने के संबंध में एक निर्देश (7.12) जारी किया है। माननीय आयोग के निर्देश के अनुसार MPPMCL / डिस्कॉम के अधिकारियों वाली एक समिति का गठन MPPMCL आदेश संख्या CGM (HR & A) / DGM (HR & A) / 6073 जबलपुर दिनांक 15/11/2019 को किया गया है जो अनमीटर्ड घरेलू कनेक्शनों के मीटराइजेशन की योजना, लाइन लॉस में कमी के लिए कार्य योजना और कृषि प्रधान ट्रांसफार्मरों के मीटराइजेशन और वितरण ट्रांसफार्मरों की मासिक ऊर्जा ऑडिट के लिए एक व्यापक कार्यक्रम तैयार करेगी। समिति द्वारा रिपोर्ट प्रस्तुत करने के बाद, उसे MPPMCL और मध्य प्रदेश सरकार द्वारा परामर्श उपरांत माननीय आयोग के समक्ष प्रस्तुत करने के लिए अंतिम रूप दिया जाएगा।

## **18.7 पूँजीगत व्यय और पूँजीकरण विवरण:**

### **18.7.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग ने याचिकाकर्ता की प्रस्तुतियाँ नोट कीं। वितरण कंपनियों द्वारा निर्धारित प्रारूप में स्थाई संपत्तियां रजिस्टर तैयार और अद्यतन करने में की गई प्रगति से आयोग संतुष्ट नहीं है। इस मुद्दे पर 27 जुलाई, 2019 को आयोजित तकनीकी सत्यापन सत्र के दौरान भी चर्चा की गई, जिसके दौरान वितरण कंपनियों के अधिकारियों ने सहमति व्यक्त की कि उनके द्वारा तैयार किया गया स्थाई संपत्तियां रजिस्टर दर अधिनियमों के प्रारूप और प्रावधानों के अनुसार नहीं हैं। आयोग एक बार फिर से वितरण कंपनियों को स्थाई संपत्तियां रजिस्टर को आयोग द्वारा निर्धारित प्रारूप और दर अधिनियमों के प्रावधानों के अनुसार सख्ती से तैयार करने और 30 नवंबर, 2019 तक आयोग को प्रस्तुत करने का निर्देश देता है।

### **18.7.2 : याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** कंपनी के ईआरपी सिस्टम से उत्पन्न स्थाई संपत्ति रजिस्टर जिसमें वर्गवार पूरी जानकारी है, एवं वित्त वर्ष 2017-18 के ऑडिटेड अकाउंट से विधिवत रूप से मिलान की गयी है, को वित्त वर्ष 2019-20 के सकल राजस्व आवश्यकता जमा करने के समय पर ही आयोग को प्रस्तुत कर दिया गया था। वित्त वर्ष 2018-19 तक के स्थाई संपत्ति रजिस्टर को शीघ्र ही प्रस्तुत किया जाएगा।

**मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** माननीय आयोग के निर्देशानुसार, संपत्ति एवं हानि रजिस्टर को पत्र No.MK/ 05/Fin/R&A/2450 दिनांक 15-11-18 के द्वारा रखरखाव के संबंध में आवश्यक निर्देश पहले ही जारी किए जा चुके हैं। मानदंड आयोग द्वारा निर्धारित प्रारूप में संपत्ति

रजिस्टर की तैयारी प्रगति पर है और समय के साथ प्रस्तुत की जाएगी। इसलिए माननीय आयोग से अनुरोध है कि कृपया संपत्ति रजिस्टर जमा करने की समय सीमा बढ़ाएँ।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** कंपनी के ईआरपी सिस्टम के माध्यम से उत्पन्न संपत्ति रजिस्टर, जिसमें संपत्ति की पूरी जानकारी वर्गवार दर्शायी गयी है एवं वित्त वर्ष 2016-17 तक के लेखा परीक्षित खातों से मिलान किया गया है को वित्त वर्ष 2018-19 की सकल राजस्व आवश्यकता के साथ माननीय आयोग को प्रस्तुत किया गया है। वित्त वर्ष 2017-18 तक संपत्ति रजिस्टर को माननीय आयोग के निर्देशों के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा।

पूंजीगत व्यय की योजनावार विस्तार के संबंध में यह प्रस्तुत किया गया है कि इस तरह की द्विभाजित योजनावार विवरण लेखा परीक्षित खातों में उपलब्ध नहीं है। हालाँकि, जिस प्रारूप में आयोग द्वारा वांछित संपत्ति रजिस्टर चाहा गया है, उसे आगे आयोग के समक्ष में प्रस्तुत किया जाएगा। इस प्रकार, आयोग द्वारा चाहे गये प्रारूप में संपत्ति रजिस्टर की तैयारी प्रक्रिया में है।

**18.8 वित्त वर्ष 2018-19 के लिए खुदरा आपूर्ति शुल्क आदेश के दर शेड्यूल में परिभाषित दर स्लैब के अनुसार आर 15 स्टेटमेंट का संरेखण।**

**18.8.1 आयोग के निर्देश:**

याचिकाकर्ताओं को वित्त वर्ष 2018-19 के लिए खुदरा आपूर्ति शुल्क आदेश के टैरिफ शेड्यूल में परिभाषित टैरिफ स्लैब के अनुसार आर 15 स्टेटमेंट को संरेखित करने के लिए निर्देशित किया गया है।

**18.8.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

**पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** टैरिफ वार आर -15 वितरण कंपनियों के आर -15 पोर्टल / वेबसाइट पर उपलब्ध है। रिपोर्ट की मिलान के साथ पारंपरिक आर 15 के साथ सामंजस्य चल रहा है।

**मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** वित्त वर्ष 2019-20 के लिए खुदरा आपूर्ति शुल्क आदेश के टैरिफ शेड्यूल में परिभाषित टैरिफ स्लैब के अनुसार आर 15 का संरेखण प्रक्रिया में है। पूर्व वितरण कंपनी इस कार्य के लिए एक नोडल कंपनी के रूप में कार्य कर रही है। दर आदेश के साथ संरेखित आर -15 रिपोर्ट पहले ही डिजाइन की जा चुकी है और किसी भी विसंगति की पहचान करने के लिए मौजूदा आर -15 रिपोर्ट के साथ सत्यापित / परीक्षण किया जा रहा है।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया :** यह प्रस्तुत किया गया है कि सभी तीनों वितरण कंपनियां माननीय आयोग के निर्देश पर काम कर रही हैं। पूर्व वितरण कंपनी इस कार्य के लिए नोडल कंपनी के रूप में कार्य कर रही है। दर आदेश के साथ संरेखित R-15 रिपोर्ट पहले से ही वितरण कंपनियों की आईटी टीम द्वारा डिजाइन की गई है और किसी भी अनिश्चितता या विसंगति की पहचान करने के लिए मौजूदा R-15 रिपोर्ट के साथ सत्यापित / परीक्षण किया जा रहा है।

## **18.9 सिंचाई पंपों की खपत का पता लगाने के लिए रिपोर्ट प्रस्तुत करना**

### **18.9.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग ने पाया कि किसी भी कंपनी ने पिछले दर आदेश के निर्देश अनुसार दर याचिका के साथ सिंचाई पंपों की खपत का पता लगाने के लिए रिपोर्ट प्रस्तुत नहीं की है। आयोग एक बार फिर से याचिकाकर्ता को निर्देश देता है कि आयोग की संतुष्टि के लिये प्रतिनिधि नमूना कृषि फीडरों के लिए विस्तृत रिपोर्ट के आधार पर सिंचाई पंपों की खपत का पता लगाने के लिए रिपोर्ट प्रस्तुत करे, तीनों वितरण कंपनियों में मुख्य रूप से कृषि DTR पर नमूना ऊर्जा ऑडिट के साथ अगले टैरिफ़ फाइलिंग में उनके दावे को सही ठहराया जाए।

### **18.9.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया माननीय आयोग के निर्देशों के अनुपालन में, कंपनी के विभिन्न वृत्तों के फीडरों का चयन किया गया है और कृषि खपत का अध्ययन किया गया है। अध्ययन किए गए फीडरों का माहवार विवरण इस प्रकार है: -

Nov.2018	-	574 feeders
Dec.2018	-	810 feeders
Jan.2019	-	621 feeders
Feb.2019	-	607 feeders
Mar.2019	-	421 feeders

इस अध्ययन से देखा जा सकता है कि न्यूनतम मूल्य 230 यूनिट / एचपी / महीना पाया गया।

**पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:** 20.03.2019 की बैठक में पश्चिम वितरण कंपनी की स्थायी समिति ने देखा है कि कृषि प्रधान वितरण ट्रांसफार्मर का 100% मीटरीकरण फंड की कमी के कारण चुनौतीपूर्ण कार्य है। इसलिए समिति ने कृषि फीडरों पर वितरण ट्रांसफार्मर के नमूने की योजना की सिफारिश की।

स्थाई समिति ने यह भी सिफारिश की है कि आईपीडीएस कस्बों (इंदौर शहर को छोड़कर) में लगभग 2000 DTR को मीटर किया जाए और इंदौर शहर में शेष करीब 6000 वितरण ट्रांसफार्मरों को मीटरीकृत किया जाए। ग्रामीण क्षेत्र में कुछ 11 केवी फीडरों की पहचान की गई है, जिनके 2500 नग वितरण ट्रांसफार्मर पर मीटर प्रदान करना होगा। इन 10500 वितरण ट्रांसफार्मर के मीटर के लिए रुपये 2310 लाख की राशि की आवश्यकता है। यदि इस प्रयोजन के लिए उपलब्ध कराया जाता है, तो यह व्यय वितरण कंपनी द्वारा सप्लाई अफोर्डिंग चार्ज या किसी अन्य फंड द्वारा किया जाना प्रस्तावित है। 100 ग्रामीण क्षेत्र फीडरों में से, 42 नग कृषि फीडरों की पहचान की गई है, जिन पर 1365 नग जुड़े वितरण ट्रांसफार्मर कृषि भार को पूरा कर रहे हैं। इसलिए पश्चिम वितरण कंपनी ने 42 फीडरों के 1365 नग कृषि वितरण ट्रांसफार्मर के मीटरीकरण की योजना भी तैयार की है। 1365 कृषि वितरण ट्रांसफार्मर की स्थापना के लिए लगभग रु 3.25 करोड़ लागत आएगी।

पश्चिम वितरण कंपनी ने ओपीईएक्स मॉडल पर 10500 वितरण ट्रांसफार्मरों पर मीटर स्थापित कर, पांच साल के लिए वितरण ट्रांसफार्मरों के मीटर के रख-रखाव और मीटर रीडिंग उपलब्ध कराने के लिये टर्न की ठेकेदार को देने का विचार किया है।

यह आगे प्रस्तुत किया गया है कि प्रत्येक वृत्त में प्रतिनिधि कृषि फीडरों पर नमूने के लिये उपभोक्ता इंडेक्सिंग का कार्य सार्थक सूचना के सूजन के लिए किया जा रहा है। इस तरह के इंडेक्सिंग कार्य के बाद, ऐसे कृषि फीडरों पर खपत का विवरण माननीय आयोग के समक्ष जल्द ही प्रस्तुत किया जाएगा।

## **18.10 लाइन लॉस में कमी के लिए कार्य योजना**

### **18.10.1 आयोग के निर्देश:**

आयोग का निर्देश है कि होल्डिंग कंपनी यानी एमपीपीएमसीएल और राज्य सरकार के परामर्श से कंपनी को व्यापक नुकसान में कमी के कार्यक्रम को अंतिम रूप देना चाहिए, साथ ही बिना कनेक्शन वाले घरेलू कनेक्शनों के मीटराइजेशन, लाइन लॉस कम करने की कार्य योजना और कृषि वितरण ट्रांसफार्मरों के मीटराइजेशन की योजना एवं वितरण ट्रांसफार्मर मीटर की मासिक ऊर्जा लेखा तैयार करनी चाहिए। आयोग तिमाही आधार पर इसकी निगरानी करेगा।

### **18.10.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

#### **पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

लाइन लॉस कम करने के कार्यक्रम के लिए एक समिति का गठन किया गया है जो एमपीपीएमसीएल के आदेश सं। 6073 dtd। 15.11.19 जिसमें तीनों डिस्कॉम के अधिकारी शामिल हैं। समिति लाइन लॉस में कमी के लिए एक व्यापक योजना का गठन करेगी जिसमें अनमीटर्ड घरेलू कनेक्शनों का मीटराइजेशन, सर्वाधिक वितरण ट्रांसफार्मर का मीटराइजेशन और इसकी मासिक एनर्जी ऑडिट शामिल है। समिति द्वारा दिए गए सुझावों / टिप्पणियों के अनुसार उपयुक्त कार्रवाई की जाएगी।

#### **मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

MPPMCLद्वारा तीनों वितरण कंपनियों से प्रतिनिधियों को ले कर एक समिति का गठन MPPMCLके आदेश क्रमांक संख्या CGM (HR & A) / DGM (HR & A) / 6073 जबलपुर दिनांक 15/11/2019 द्वारा किया गया। समिति द्वारा तैयार की गई रिपोर्ट को GoMP के परामर्श से अंतिम रूप दिया जाएगा। चूंकि क्रियान्वयन में शामिल काम यानी डेटा के संकलन और विश्लेषण में अधिक समय लग सकता है, इसलिए माननीय आयोग से अनुरोध है कि अनुपालन के लिए छह महीने का समय दें।

#### **पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

माननीय आयोग के निर्देशानुसार एमपीपीएमसीएल / वितरण कंपनियों के अधिकारियों की विद्युत हानि कम करने वाली एक कमेटी का गठन एमपीपीएमसीएल के आदेश क्रमांक सीजीएम (एचआर एंड ए) / डीजीएम (एचआर एंड ए) या 60733 जबलपुर दिनांक 15/11/2019 द्वारा किया गया है।

जो अनमीटर्ड घरेलू कनेक्शनों के मीटराइजेशन, लाइन लॉस घटाने की कार्ययोजना और कृषि प्रधान वितरण ट्रांसफार्मर के मीटराइजेशन एवं वितरण ट्रांसफार्मर मीटर की मासिक ऊर्जा ऑडिट करेगी। समिति द्वारा रिपोर्ट प्रस्तुत करने के बाद एमपीपीएमसीएल और मध्य प्रदेश सरकार के परामर्श से अंतिम रूप दिया जाएगा।

यह प्रस्तुत किया जाता है कि वांछित योजनाओं की तैयारी का यह अभ्यास वृहद है और डेटा के संकलन और विश्लेषण में कुछ समय लग सकता है। इसे देखते हुए माननीय आयोग से अनुरोध है कि इस निर्देश का पालन सुनिश्चित करने के लिए 6 महीने का समय दिया जाए।

### **18.11 अनमीटर्ड कृषि और घरेलू उपभोक्ताओं का मीटराइजेशन:**

#### **18.11.1 आयोग के निर्देश:**

याचिकाकर्ताओं को शहरी अनमीटर कृषि उपभोक्ताओं और शहरी कृषि उपभोक्ताओं जो अलग फीडर के अलावा एक फीडर से जुड़े हुए हैं, वित्त वर्ष 2019-20 के भीतर मीटरीकरण पूरा करने के लिए निर्देशित किया जाता है। इसके लिए आगे अवधि नहीं बढ़ाई जाएगी।

#### **18.11.2 याचिकाकर्ता द्वारा निर्देश का अनुपालन:**

##### **पूर्व वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

- शहरी क्षेत्र के सभी अनमीटर्ड घरेलू कनेक्शनों पर मीटर प्रदान किए गए हैं।
- मार्च 2019 तक शहरी क्षेत्र में 52902 सिंचाई अनमीटर्ड कनेक्शन थे, जो सितंबर 2019 तक घटकर 51291 रह गए हैं। आगे यह उल्लेख करना है कि आने वाले महीनों में शहरी क्षेत्र के शेष अनमीटर्ड सिंचाई कनेक्शनों को मीटरीकृत किया जाएगा।
- ग्रामीण क्षेत्र में मार्च -19 में अनमीटर्ड घरेलू प्रकाश कनेक्शन 549355 से घटकर सितम्बर 2019 में 508704 हो गए हैं। इस प्रकार, वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान कुल 40651 मीटर सितम्बर 2019

##### **मध्य वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया:**

माननीय आयोग के निर्देशों का पालन सुनिश्चित करने के लिए, मार्च, 2020 तक शहरी कृषि उपभोक्ताओं के मीटराइजेशन को पूरा करने की योजना है।

##### **पश्चिम वितरण कंपनी की प्रतिक्रिया**

यह प्रस्तुत किया गया है कि शहरी फ्लैट रेट कृषि उपभोक्ता की पहचान और मीटराइजेशन के बारे में आवश्यक निर्देश पहले ही मैदानी कार्यालयों को जारी किए जा चुके हैं। इसके अलावा कंपनी ने एक व्यापक मीटरीकरण योजना तैयार की है और माननीय आयोग के निर्देशों का पालन सुनिश्चित करने के लिए उसी पर काम कर रहा है। चूंकि फ्लैट दर शहरी कृषि उपभोक्ताओं के मीटराइजेशन की कार्यवाही में कुछ समय लग सकता है, इसलिए माननीय आयोग से अनुरोध है कि समय रेखा को अगले टैरिफ अवधि तक बढ़ाया जाए।

# TARIFF SCHEDULES

## निम्न दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी

विद्युत दर अनुक्रमणिका		पृष्ठ क्रमांक
एल व्ही -1	घरेलू	186
एल व्ही-2	गैर घरेलू	190
एल व्ही-3	सार्वजनिक जल कार्य एवं पथ प्रकाश	193
एल व्ही-4	निम्न दाब औद्योगिक	195
एल व्ही-5	कृषि एवं अन्य कृषि संबंधी	198
एल व्ही-6	ई-क्लीकल एवं ई-रिक्सा चार्जिंग स्टेशन	203
	सामान्य निबंधन एवं शर्तें	204

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची-एल व्ही-1

**घरेलू :-**

**प्रयोज्यता :-**

यह दर आवासीय उपयोग हेतु प्रकाश पंखा एवं पावर के लिए प्रयोज्य होगी। धर्मशालाएं, गौशालाएं, वृद्धावस्था गृहों (ओल्ड एज होम्स), वरिष्ठ नागरिकों के लिए देखरेख केंद्र (डे केयर सेंटर) उदार गृह (रेस्क्यू हाउस), अनाथालय, पूजा के स्थल एवं धार्मिक संस्थाएं भी इसी श्रेणी में शामिल होंगी।

**विद्युत दर :-**

**LV 1.1** एल.व्ही. 1.1 स्वीकृत भार 100 वाट (0.1 किलोवाट) से अधिक न होने वाले उपभोक्ताओं हेतु जिनकी खपत 30 यूनिट प्रतिमाह से अधिक नहीं है।

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

मासिक खपत (यूनिट)	वर्तमान		प्रस्तावित	
	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार
	शहरी एवं ग्रामीण			
30 यूनिट तक	325	NIL	345	NIL

(ब) न्यूनतम प्रभार:- इस श्रेणी के उपभोक्ताओं को न्यूनतम प्रभार के रूप में रूपये 45 प्रति संयोजन प्रति माह प्रयोज्य होंगे।

**एल.व्ही. 1.2**

(1) (अ) ऊर्जा प्रभार एवं स्थाई प्रभार - मीटरीकृत संयोजन के लिए

मासिक खपत खंड यूनिट (शहरी एवं ग्रामीण क्षेत्र)	वर्तमान		प्रस्तावित		
	विद्युत प्रभार दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक नियत प्रभार (रूपये)	विद्युत प्रभार दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक नियत प्रभार (रूपये)	
	शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र
50 यूनिट तक	405	60 प्रति कनेक्शन	45 प्रति कनेक्शन	435	65 प्रति कनेक्शन
51 से 100 यूनिट	495	100 प्रति कनेक्शन	80 प्रति कनेक्शन	525	110 प्रति कनेक्शन
101 से 300 यूनिट	630	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 23	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 20	660	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 25
300 यूनिट से अधिक	650	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 25	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 23	680	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 कि.वाट के लिए रु. 27

**न्यूनतम प्रभार :-** उपरोक्त श्रेणी के उपभोक्ताओं को ऊर्जा प्रभारों के रूप में न्यूनतम प्रभार रूपये **70** प्रति संयोजन प्रति माह प्रयोज्य होंगे।

**टिप्पणी:-**

- प्रत्येक 15 यूनिट प्रतिमाह 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 0.9 किलोवाट माना जाएगा। यदि खपत 350 यूनिट हो तो अधिकृत भार को 2.4 किलोवाट माना जाएगा।
- ऐसे प्रकरणों में जब माह के संबंधित दिनों के अतिरिक्त अन्य अवधि के लिए रीडिंग दर्ज की जाती है तो खपत महीने के लिए पूर्व निर्धारित की जावेगी जिससे कि किसी विशेष बिलिंग माह में अलग-अलग स्लैब के लिए उचित अनुपातिक यूनिट्स लिए जा सकें।

**यथा –**

पूर्व की मीटर रीडिंग – 4 जून 2020

अगली मीटर रीडिंग – 10 जुलाई 2020

खपत की अवधि – 36 दिन

खपत – 450 यूनिट

स्लैब वार खपत निम्नानुसार मानी जावेगी।

स्लैब	यथानुपातिक खपत की गणना	बिलिंग हेतु विचारित यूनिट्स (kWh)
0-50	50 यूनिट्स /30 दिन *36 दिन	60
51-150	100 यूनिट्स /30 दिन *36 दिन	120
151-300	150 यूनिट्स /30 दिन *36 दिन	180
300 यूनिट से ज्यादा	बची यूनिट्स	90
कुल		450

#. उपरोक्तानुसार 30 दिन (बिल अवधि) की खपत के उपरांत यथानुपात के आधार पर नियत प्रभार की बिलिंग की जावेगी।

(1) (ब) अस्थाई कनेक्शनों हेतु ऊर्जा प्रभार एवं नियत प्रभार –

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव

	वर्तमान		प्रस्तावित			
	विद्युत प्रभार दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसा प्रति यूनिट शहरी/ग्रामीण क्षेत्र)	मासिक नियत प्रभार (रु.)	विद्युत प्रभार दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसा प्रति यूनिट शहरी/ग्रामीण क्षेत्र)	मासिक नियत प्रभार (रु.)		
मासिक खपत स्लैब शहरी / ग्रामीण यूनिट्स	शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र	शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र		
स्वयं के भवन नि र्माण के लिए अस्थाई कनेक्शन (अधिकतम एक वर्ष हेतु)	820	रु. 250- प्रत्येक एक किलो वाट स्वीकृत / संयोजित / रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए	रु. 200- प्रत्येक एक किलो वाट स्वीकृत / संयोजित / रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए	970	रु.315 - प्रत्येक एक किलो वाट स्वीकृत / संयोजित / रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए	रु.260 - प्रत्येक एक किलो वाट स्वीकृत / संयोजित / रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए
सामाजिक कार्यक्रम /विवाह/धार्मिक कार्यक्रम हेतु अस्थाई कनेक्शन	830	रु. 70 प्रत्येक एक किलोवाट स्वीकृत /संयोजित/रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए प्रत्येक 24 घंटे अवधि अथवा उसके अंश के लिए	रु. 55 प्रत्येक एक किलोवाट स्वीकृत /संयोजित/रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए प्रत्येक 24 घंटे अवधि अथवा उसके अंश के लिए	980	रु. 75 प्रत्येक एक किलोवाट स्वीकृत /संयोजित/रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए प्रत्येक 24 घंटे अवधि अथवा उसके अंश के लिए	रु. 65 प्रत्येक एक किलोवाट स्वीकृत /संयोजित/रिकार्ड भार जो भी अधिक हो के लिए प्रत्येक 24 घंटे अवधि अथवा उसके अंश के लिए

अस्थाई कनेक्शन के लिए ऊर्जा प्रभार के रूप में न्यूनतम प्रभार- रु. 1000/- प्रति कनेक्शन प्रति माह प्रयोज्य है।

\* टीप:- इस श्रेणी के उपभोक्ताओं हेतु वितरण लाइसेंसी द्वारा ट्राइवेक्टर / बाईवेक्टर मीटर जो कि केव्हीए/के डब्ल्यू, केडब्ल्यूएच, केव्हीएएच रिकार्ड करने में सक्षम हों, उपलब्ध कराने होंगे।

(ii) अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजनों हेतु जिनका संबद्ध भार 500 वाट तक है के लिए ऊर्जा प्रभार एवं नियत प्रभार-

विवरण	वर्तमान	प्रस्तावित	
	अमीटरीकृत संयोजनों हेतु प्रति माह बिल किए जाने वाले यूनिट तथा ऊर्जा प्रभार (पैसा प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार (रु.)	अमीटरीकृत संयोजनों हेतु प्रति माह बिल किए जाने वाले यूनिट तथा ऊर्जा प्रभार (पैसा प्रति यूनिट)

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजन जिनका संबद्ध भार 500 वाट तक है	75 यूनिट @ 500 प्रति यूनिट	80 प्रति कनेक्शन	75 यूनिट्स @ 540 प्रति यूनिट	95 प्रति कनेक्शन
--	----------------------------	---------------------	------------------------------	---------------------

टीप - 1 न्यूनतम प्रभार - इस श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिए न्यूनतम प्रभार प्रयोज्य नहीं होगे।

**एलब्ही -1 श्रेणी के लिए विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें -**

- a) ऐसे प्रकरण में जहां वास्तविक खपत का ऊर्जा प्रभार न्यूनतम प्रभारों से कम हो न्यूनतम प्रभार की बिलिंग ऊर्जा प्रभार के रूप में की जावेगी। अन्य समस्त प्रभार जैसा कि वे प्रयोज्य हैं की बिलिंग भी की जावेगी
- b) पूर्व भुगतान (प्री पेड) उपभोक्ताओं के प्रकरण में मासिक आधार पर की गई सभी यूनिट्स पर 25 पैसे प्रति यूनिट की दर से छूट प्रभावशील होगी एवं छूट उपरांत प्रभावशील दर पर अन्य सभी प्रभारों की गणना की जावेगी। पूर्व भुगतान (प्री पेड) मीटर का विकल्प देने वाले उपभोक्ता को ऊर्जा प्रभारों के लिए कोई अमानत राशि जमा नहीं करनी होगी।
- c) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार – मांग अथवा संयोजित भार अधिक होने पर ऊर्जा प्रभार / नियत प्रभार में किसी प्रकार का अतिरिक्त प्रभार नहीं लगेगा।
- d) स्वयं के उपयोग हेतु घर की मरम्मत/उन्नयन कार्य आदि के लिए अस्थाई रूप से विद्युत की आवश्यकता होने पर स्थाई मीटर घरेलू संयोजन से अतिरिक्त भार हेतु स्थाई कनेक्शन पर लगने वाली दर पर मान्य होगा, वशर्ते कुल भार स्वीकृत भार के 130 प्रतिशत से अधिक न हो।
- e) अन्य निबंधन एवं शर्तें वहीं होगी जैसा कि उन्हें निम्न दाब विद्युत दर की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

\*\*\*\*\*

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची -एल व्ही-2

गैर घरेलू:

### एल व्ही 2.1

प्रयोज्यता:

यह विद्युत दर स्कूल/ शैक्षणिक संस्थाओं जिनमें इंजीनियरिंग कालेज/पालीटेक्निक/आईटीआई (जो कि संबंधित शासकीय निकाय अथवा विश्वविद्यालय में पंजीकृत/अधिकृत/संबद्ध हैं), सम्मिलित हैं, विद्यार्थियों, या कार्यरत महिलाओं अथवा खिलाड़ियों के छात्रावास के प्रकाश व पंखें एवं पावर हेतु प्रयोज्य है।

दर :

दर निम्नांकित तालिका में दर्शाई जा रही है -

उप श्रेणी	वर्तमान			प्रस्तावित		
	विद्युत प्रभार पैसे प्रति यूनिट (शहरी एवं ग्रामीण क्षेत्र हेतु )	मासिक नियत प्रभार (रु.)		विद्युत प्रभार पैसे प्रति यूनिट (शहरी एवं ग्रामीण क्षेत्र हेतु )	मासिक नियत प्रभार (रु.)	
		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र
स्वीकृत भार आधारित दर (केवल संबद्ध भार 10 कि.वाट तक के लिए )	630	150 प्रति कि.वाट	120 प्रति कि.वाट	650	160 प्रति कि.वाट	130 प्रति कि.वाट
मांग आधारित अनिवार्य दर (संबद्ध भार 10 कि.वाट से अधिक के लिए )	630	270 प्रति कि.वाट या विलिंग मांग का 216 प्रति केव्हीए	230 प्रति कि.वाट या विलिंग मांग का 184 प्रति केव्हीए	650	285 प्रति कि.वाट या विलिंग मांग का 228 प्रति केव्हीए	245 प्रति कि.वाट या विलिंग मांग का 196 प्रति केव्हीए

### एल व्ही 2.2

प्रयोज्यता:

यह विद्युत दर रेल्वे (रेल्वे ट्रेक्शन एवं रेल्वे कालोनी/जल आपूर्ति के उद्देश्य के इतर ), दुकान /शोरुम, पार्लर, सभी कार्यालय, अस्पताल और मेडिकल केयर सुविधायें जिसमें प्राथमिक स्वास्थ्य सेवाएं शामिल हैं, दवाखाने, नर्सिंग होम जो कि शासकीय अथवा सार्वजनिक अथवा निजी संगठनों से संबंधित, सार्वजनिक भवन, गैस्ट हाउस, सर्किट हाउस, शासकीय रैस्ट हाउस, एक्सरे प्लांट, अधिकृत लघु श्रेणी के सर्विस संस्थाएं, क्लब, रेस्टारेंट, भोजनालय, बैठक भवन, सार्वजनिक मनोरंजन के स्थान, सर्कस शो, होटल, सिनेमा घरों, व्यवसायिक कक्षों (यथा अधिवक्ताओं, चार्टेड एकाउंटेंट, परामर्शदाताओं, चिकित्सकों

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

आदि ) वाटलिंग संयंत्रों, वैवाहिक उद्यान स्थलों, विवाह घरों, विज्ञापन सेवाओं विज्ञापन पटलों /होर्डिंग्स, प्रशिक्षण अथवा कोचिंग संस्थाओं पेट्रोल पंपों एवं सेवा केंद्रों, सिलाई दुकानों, वस्त्र धुलाई घरों, व्यायाम शालाओं, स्वास्थ क्लबों मोबाइल संचार हेतु टेलीकाम टावरों तथा अन्य कोई संस्था जो अन्य एलव्ही केटेगरी में सम्मिलित न की गई हो के प्रकाश पंखों एवं पावर हेतु प्रयोज्य है।

**विद्युत दर:**

Tariff shall be as given in the following table:

Sub category	Existing				Proposed			
	Energy Charge (paise/unit) Urban/ Rural areas	Monthly Fixed Charge (Rs.)		Energy Charge (paise/unit) Urban/ Rural areas	Monthly Fixed Charge (Rs.)			
		Urban areas	Rural areas		Urban areas	Rural areas		
Sanctioned load-based tariff (only for connected load up to 10 kW) On all units if monthly consumption is <b>upto 50 units</b>	620	80 per kW	65 per kW	645	90 per kW	75 per kW		
Sanctioned load based tariff (only for connected load up to 10 kW) On all units in case monthly consumption <b>exceeds 50 units</b>	765	135 per kW	115 per kW	785	150 per kW	125 per kW		
Demand based tariff <b>(Mandatory for Connected load above 10 kW)</b>	675	290 per kW or 232 per kVA of billing demand	210 per kW or 168 per kVA of billing demand	680	300 per kW or 240 per kVA of billing demand	225 per kW or 180 per kVA of billing demand		
Temporary connection for marriage purposes at marriage gardens or marriage halls or any other premises covered under LV 2.1 and 2.2 categories	850 (Minimum consumption charges shall be billed @ 6 Units per kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.	85 for each kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.	65 for each kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.	870 (Minimum consumption charges shall be billed @ 6 Units per kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.	95 for each kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.	75 for each kW or part thereof of sanctioned or connected or recorded load, whichever is the highest for each 24 hours duration or part thereof.		

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहा एवं दर प्रस्ताव

Sub category	Existing		Proposed			
	Energy Charge (paise/unit) Urban/ Rural areas	Monthly Fixed Charge (Rs.)		Energy Charge (paise/unit) Urban/ Rural areas	Monthly Fixed Charge (Rs.)	
		Urban areas	Rural areas		Urban areas	Rural areas
	duration or part thereof subject to a minimum of Rs.500/-)			duration or part thereof subject to a minimum of Rs.500/-)		

एल व्ही -2 श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन एवं शर्तेः :

- a) **न्यूनतम खपत :** उपभोक्ता को स्वीकृत भार अथवा संविदा मांग (मांग आधारित प्रभारों के प्रकरण में) हेतु प्रति किलोवाट अथवा उसके अंश पर शहरी क्षेत्र में 240 यूनिट प्रति किलोवाट एवं ग्रामीण क्षेत्र में 180 यूनिट प्रति किलोवाट न्यूनतम वार्षिक खपत को प्रत्याभूत (गारंटी) करना होगा। हालांकि एक्स रे इकाई के भार को न्यूनतम खपत की गणना हेतु उपभोक्ता के संयोजित भार पर विचार करते समय सम्मिलित नहीं किया जाएगा। खपत की बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन एवं शर्तों में विनिर्दिष्ट किए अनुसार होगी।
- b) **आधिक्य मांग के लिए अतिरिक्त प्रभार-** इसकी बिलिंग निम्न दाब विद्युत दर हेतु समान्य निबंधन एवं शर्तों में दिए अनुसार की जाएगी।
- c) **LV-2.1 एवं LV-2.2 के लिए :** संयोजित भार 10 कि.वाट स अधिक होने पर मांग आधारित टैरिफ अनिवार्य होगा। लायसेंसी केव्ही ए /कि.वाट, केडब्ल्यू एच, केव्हीएच मांग रिकार्ड करने की क्षमता वाले ट्राइवेक्टर /वाइवेक्टर उपलब्ध कराएगा।
- d) **पूर्व भुगतान (पी पेड)** उपभोक्ताओं के प्रकरण में मासिक आधार पर खपत की गई सभी यूनिटों पर 25 पैसे प्रति यूनिट की दर से छूट प्रभावशील होगी और छूट उपरांत प्रभावशील दर पर अन्य सभी प्रभारों की गणना की जावेगी। पूर्व भुगतान (प्री पेड) मीटर का विकल्प देने वाले उपभोक्ता को ऊर्जा प्रभारों को कोई सुरक्षा निधि जमा नहीं करनी होगी।
- e) अन्य निबंधन एवं शर्तें वहीं होगी जैसा कि इन्हें निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

\*\*\*\*\*

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची – एल व्ही -3

सार्वजनिक जल प्रदाय कार्य एवं पथ प्रकाश -

प्रयोज्यता:

दर LV-3, लोकस्वास्थ्य यांत्रिकी विभाग या स्थानीय निकायों अथवा ग्राम पंचायतों अथवा अन्य कोई संस्था जिसे शासन द्वारा जल प्रदाय संयंत्रों जल मल संस्थापनाओं के प्रदाय/संधारण का दायित्व सौंपा गया हो, की सार्वजनिक उपयोगिता वाली जल प्रदाय योजनाओं, जल मल शोधन यंत्रों, जल मल पंपिंग संयंत्रों, सार्वजनिक सड़क बत्ती तथा सार्वजनिक स्थलों की प्रकाश व्यवस्था मय उद्यानों, नगर भवनों, स्मारकों तथा इनके संस्थानों, संग्राहलयों, सार्वजनिक प्रशाधनों, सार्वजनिक पुस्तकालयों, शासन अथवा स्थानीय निकायों द्वारा संचालित सार्वजनिक वाचनालयों तथा सुलभ शौचालय पर लागू होगी, साथ ही स्थानीय निकायों/ट्रस्टों द्वारा संचालित विद्युत शब्दाह गृह पर भी यह लागू होगी

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

विद्युत दर :

Category of consumers/area of applicability	Existing			Proposed		
	Energy Charge (Paise per unit)	Monthly Fixed Charge (Rs per KW)	Minimum charges (Rs)	Energy Charge (Paise per unit)	Monthly Fixed Charge (Rs per KW)	Minimum charges (Rs)
Municipal Corporation/ Cantonment board /Municipality / Nagar Panchayat	550	300	No Minimum Charges	580	325	No Minimum Charges
Gram Panchayat	520	130		545	150	
Temporary supply	1.25 times the applicable tariff			1.25 times the applicable tariff		

LV-3 श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें:

a) मांग छोर पर प्रबंधन अपनाने पर प्रोत्साहन

विद्युत बचत करने वाले उपकरण (यथा आईएसआई, पंप हेतु ऊर्जा सक्षम मोटर्स, पथ प्रकाश हेतु आटोमेटिक प्रोग्रामेबिल आन आफ स्विच/डिमर ) की संस्थापना एवं उपयोग करने पर विद्युत प्रभार के 5 प्रतिशत राशि के बराबर प्रोत्साहन राशि दी जावेगी। प्रोत्साहन राशि केवल तभी दी जावेगी, जब पूरा बिल अंतिम तिथि के पूर्व जमा कर दिया जावे, ऐसा न होने पर सभी यूनिटों का प्रभार सामान्य दर से लिया जावेगा। प्रोत्साहन की राशि उस माह से प्रभावशील होगी जिस माह में ऊर्जा

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

बचत करने वाले उपकरणों का उपयोग किया जावेगा एवं इसकी पुष्टि एवं जांच वितरण लायसेंसी द्वारा अधिकृत व्यक्ति द्वारा की जावेगी। प्रोत्साहन राशि तब तक लगातार जारी रहेगी जब तक कि विद्युत बचत करने वाले उपकरण सेवा में रहते हैं। वितरण लायसेंसी से अपेक्षित है कि उक्त प्रोत्साहन का प्रचार करने की व्यवस्था करे।

- b)** अन्य निबंधन एवं शर्ते वही होंगी जैसा कि इन्हें निम्न दाब विद्युत दर की सामान्य निबंधन एवं शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

\*\*\*\*\*

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची – एल व्ही -4

### निम्न दाब उद्योग

#### प्रयोज्यता:

विद्युत दर LV-4 प्रिंटिंग प्रेस अथवा अन्य कोई औद्योगिक संस्थाओं तथा कर्मशालाओं ( जहां कोई प्रसंस्करण अथवा विनिर्माणकार्य, टायर रीट्रैटिंग को सम्मिलित करते हुए ) के पंखा, प्रकाश एवं पावर हेतु प्रयोज्य होगी । ये विद्युत दरें शीतागार (कोल्ड स्टोरेज), गुड बनाने वाली मशीनों, आटा चक्कियों, मसाला चक्कियों, हल्लर, खांडसारी इकाइयों, ओटाई तथा प्रेसिंग इकाइयों जिनिंग, गन्ना पिराई ( सुगर केन ) क्रेसरों ( गन्ने का रस निकालने वाली मशीन सम्मिलित ), विद्युत करघा (पावर लूम ), दाल मिलों, बेसन मिलों एवं बर्फ खानों (आईस फैक्ट्री) और अन्य कोई विनिर्माण अथवा प्रसंस्करण इकाइयों (बाटलिंग संयंत्रों को छोड़कर), खाद्य पदार्थों का उत्पादन/प्रसंस्करण अथवा कृषि उत्पादों का प्रसंस्करण जो कि शैल्फ की जीवन की वृद्धि करता है और दुग्ध इकाईयां ( जहां दूध में प्रक्रिया करके दूध के अन्य उत्पाद बनाए जाते हैं परंतु यह शीतलीकरण एवं पाश्वरीकरण आदि को छोड़कर है) हेतु भी लागू होंगी ।

#### Tariff:

Sr. no.	Category of consumers/area of applicability	Existing				Proposed			
		Monthly Fixed Charge (Rs per KW)		Energy Charge (Paise per unit)	Monthly Fixed Charge (Rs per KW)		Energy Charge (Paise per unit)		
		Urban Areas	Rural Areas		Urban Areas	Rural Areas			
<b>4.1</b>	<b>Non seasonal consumers</b>								
4.1 a	Demand based tariff* (Contract demand up to 150 HP/112kW)	320 per kW or 256 per kVA of billing demand	205 per kW or 164 per kVA of billing demand	660	325 per kW or 260 per kVA of billing demand	215 per kW or 172 per kVA of billing demand	680		
4.1 b	Temporary connection	1.25 times of the applicable tariff							

\* In case of consumers having contract demand up to 20 HP, the energy charges and fixed charges shall be billed at a rate 30% less than the charges shown in above तालिका for tariff category 4.1a.

# For consumers whose recorded maximum demand is more than 20 HP, rebate of 30% shall not be applicable for that particular month.

<b>4.2</b>	<b>Seasonal Consumers</b> (period of season shall not exceed 180 days continuously). If the declared season or off-season spreads over two tariff periods, then the tariff for the respective period shall be applicable.							
4.2 a	<b>During Season</b>	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers	Normal tariff as for Non seasonal consumers
4.2 b	<b>During Off season</b>	Normal tariff as for Non-seasonal consumers on 10 % of contract	Normal tariff as for Non-seasonal consumers on 10 % of contract	120 % of normal tariff as for Non-seasonal consumers	Normal tariff as for Non-seasonal consumers on 10 % of contract	Normal tariff as for Non-seasonal consumers on 10 % of contract	120 % of normal tariff as for Non-seasonal consumers	

		demand or actual recorded demand, whichever is more	demand or actual recorded demand, whichever is more		demand or actual recorded demand, whichever is more	demand or actual recorded demand, whichever is more	
--	--	---	---	--	---	---	--

**LV-4 श्रेणी के लिए विशिष्ट निबंधन एवं शर्तें:**

- (a) उपभोक्ता की प्रत्येक माह में अधिकतम मांग उपभोक्ता के प्रदाय विदु पर उक्त माह में किन्हीं 15 मिनट की अवधि हेतु प्रदाय की गई अधिकतम कि.वा. एम्पियर अवर्स की मात्रा के 4 गुना के बराबर मानी जावेगी ।
- (b) सभी निम्नदाब उपभोक्ताओं को मांग आधारित दर अनिवार्य है एवं लायसेंसी मांग, kVA/ kW, kWh, kVAh तथा खपत के समय को दर्ज करने में सक्षम वायवेक्टर / ट्राइवेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा ।
- (c) न्यूनतम खपत:- निम्नानुसार लागू होगी :

  - i. ग्रामीण क्षेत्र में निम्नदाब उद्योग के लिए : उपभोक्ता को संविदा मांग अथवा उसके अंश पर 156 units प्रति kW न्यूनतम वार्षिक खपत प्रत्याभूत करनी होगी जो इस तथ्य से असंबद्ध होगी कि वर्ष के दौरान विद्युत की कोई खपत की गई है अथवा नहीं ।
  - ii. शहरी क्षेत्र में निम्न दाब उद्योग के लिए : उपभोक्ता को संविदा मांग अथवा उसके अंश पर 324 units प्रति kW न्यूनतम वार्षिक खपत प्रत्याभूत करनी होगी जो इस तथ्य से असंबद्ध होगी कि वर्ष के दौरान विद्युत की कोई खपत की गई है अथवा नहीं ।
  - iii. न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किए गए अनुसार होगी

- (d) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार :- इनकी बिलिंग निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप की जावेगी ।
- (e) मौसमी उपभोक्ताओं के लिए अन्य निबंधन एवं शर्तें :-

  - i. उपभोक्ता को इस आदेश के जारी होने के 60 दिवस के भीतर वर्तमान वित्तीय वर्ष के मौसमी माह एवं गैर मौसमी माह के बारे में घोषणा करके वितरण लायसेंसी को बताना होगा । यदि उपभोक्ता ने वित्त वर्ष के दौरान इस दर आदेश के जारी होने के पूर्व ही मौसम की अवधि एवं गैर मौसम की अवधि के बारे में घोषणा कर दी है तो उसे वितरण लायसेंसी द्वारा उद्देश्य में संज्ञान में लेकर स्वीकार किया जाएगा ।
  - ii. उपभोक्ता द्वारा वित्तीय वर्ष के दौरान मौसमी अवधि की घोषणा एक बार कर दिए जाने के पश्चात उसे उस वित्त वर्ष में परिवर्तित नहीं किया जाएगा ।
  - iii. यह दर संयुक्त रूप से मौसमी और गैर मौसमी वर्ग के भारों हेतु प्रयोज्य नहीं है ।

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

- iv. उपभोक्ता को अपना गैर मौसमी खपत को विगत 3 मौसमी माह की अधिकतम औसत खपत के 15 प्रतिशत से कम रखना होगा। यदि किसी प्रकरण में यह सीमा किसी गैर मौसमी माह में बढ़ जाती है तो उपभोक्ता की बिलिंग पूरे वित्तीय वर्ष में गैर मौसमी टैरिफ के अंतर्गत की जाएगी।
  - v. उपभोक्ता को गैर मौसम के दौरान अपनी उच्चतम मांग को संविदा मांग का 30 प्रतिशत तक नियंत्रित रखना है। ऐसे प्रकरण में जब किसी माह में रिकार्ड की गई उच्चतम मांग यदि 30 प्रतिशत गैर मौसमी घोषित मांग से अधिक होती है ( संविदा मांग के 30 प्रतिशत का 120 प्रतिशत ) तो उपभोक्ता को संपूर्ण वित्तीय वर्ष में प्रचलित गैर मौसमी टैरिफ के अनुसार बिल किया जावेगा।
- (f) अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होंगी जैसा कि इन्हें निम्न दाब की विद्युत दरों की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

\*\*\*\*\*

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची – एल व्ही -5

कृषि एवं संबंधित गतिविधियां

प्रयोज्यता :

**टैरिफ दर एल.व्ही-5.1** कृषि संबंधी पंप संयोजनों, भूसा काटने वाले उपकरणों, श्रेश्वर, 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.व्ही-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.व्ही-5.3** मत्स्य तालाबों, एक्काकल्चर, 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, पाश्वुरीकरण आदि का कार्य किया जाता है, हेतु संयोजन पर प्रयोज्य होगी ।

**टैरिफ दर एल.व्ही-5.4** स्थायी कृषि पंप संयोजनों, भूसा काटने वाले उपकरणों, श्रेश्वर, 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 ।

**टैरिफ:**

Sr. no.	Sub-Category	Existing		Proposed	
		Monthly Fixed charges (Rs.)	Energy charges (Paise per unit)	Monthly Fixed charges (Rs.)	Energy charges (Paise per unit)
<b>LV-5.1</b>					
a)(i)	First 300 units per month	45	460	60	490
(ii)	Above 300 units up to 750 units in the month	55	560	70	590
(iii)	Rest of the units in the month	60	585	75	610
b)	Temporary connections	60	585	75	610
c)	DTR metered group consumers	Nil	450	Nil	480
<b>LV-5.2</b>					
a)(i)	First 300 units per month	45	460	60	490
(ii)	Above 300 units up to 750 units in the month	55	560	70	590
(iii)	Rest of the units in the month	60	585	75	610
b)	Temporary connections	60	585	75	610
<b>LV-5.3</b>					

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूह एवं दर प्रस्ताव

Sr. no.	Sub-Category	Existing		Proposed	
		Monthly Fixed charges (Rs.)	Energy charges (Paise per unit)	Monthly Fixed charges (Rs.)	Energy charges (Paise per unit)
a)	Up to 25 HP in <b>Urban areas</b>	100 per HP	520	115 per HP	550
b)	Up to 25 HP in <b>Rural areas</b>	80 per HP	500	100 per HP	530
c)	Demand based tariff (Contract demand up to 150 HP) (Mandatory above 25 HP) in <b>Urban areas</b>	250 per kW or 200 per kVA of billing demand	590	260 per kW or 208 per kVA of billing demand	630
d)	Demand based tariff (Contract demand up to 150 HP) (Mandatory above 25 HP) in <b>Rural areas</b>	130 per kW or 104 per kVA of billing demand	590	195 per kW or 156 per kVA of billing demand	630

**LV-5.4**

Sr. no.	Agriculture flat rate tariff exclusive of subsidy*.	Charges payable by the consumer in Rs. per HP (for period of 6 months) <b>from April to September</b>	Charges payable by the consumer in Rs. per HP (for period of 6 months) <b>from October to March</b>	Charges payable by the consumer in Rs. per HP (for period of 6 months) <b>from April to September</b>	Charges payable by the consumer in Rs. per HP (for period of 6 months) <b>from October to March</b>
<b>For Agriculture flat rate consumers having load upto 10 HP</b>					
a)	Three phase- urban	350	350	350	350
b)	Three phase- rural	350	350	350	350
c)	Single phase urban	350	350	350	350
d)	Single phase rural	350	350	350	350
<b>For Agriculture flat rate consumers having load more than 10 HP</b>					
a)	Three phase- urban	700	700	700	700
b)	Three phase- rural	700	700	700	700
c)	Single phase urban	700	700	700	700
d)	Single phase rural	700	700	700	700

\* 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 वित्तीय वर्ष के अंत तक विद्युत वितरण कंपनियाँ मीटर लगाना सुनिश्चित करेंगी।

**LV-5 श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें:**

- 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 1.3 में वर्णित प्रति अ.श. ऊर्जा विभाग म.प्र.शासन के पत्र क्रमांक F 05-15 / 2011/13 दिनांक 13.2.2019 के अनुसार कि 10 HP तक के भार वाले फ्लैट रेट वाले कृषि उपभोक्ता 700 रुपये प्रति HP प्रति वर्ष जमा करेंगे और फ्लैट रेट वाले कृषि उपभोक्ताओं जिनका भार 10 HP से अधिक है वो 1400 प्रति HP प्रति वर्ष, दो समान छैमाही किश्त में जमा करेंगे। राज्य सरकार इस श्रेणी के लिए लागू टैरिफ के अंतर और फ्लैट दर उपभोक्ताओं द्वारा देय बिल के लिए डिस्कॉम को सब्सिडी का भुगतान करेगी।

**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 आंकित खपत निम्न तालिका में दर्शायेनुसार होगी।

Particulars	No. of units per HP of sanctioned load per month	
	Urban/Rural Area	
Type of Pump/Motor	April to Sept	Oct to March
Three Phase	95	170
Single Phase	95	180

- iii) For unmetered temporary agriculture consumers under LV 5.1 category, assessed consumption shall be as per following norms:

Particulars	No. of units per HP of sanctioned load per month	
	Urban Area	Rural Area
Type of Pump Motor		
Three Phase	220	195
Single Phase	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 होंगें जो केवल एक माह हेतु संयोजन का लाभ लेने हेतु अनुरोध करते हैं। यह बढ़ाई गई अवधि हेतु समय-समय पर की गई संपूर्ति तथा संयोजन विच्छेद उपरान्त अन्तिम देयक के अनुसार समायोजन के अध्याधीन होगा। फसलों की श्रेणिंग 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** विद्युत बचत करने वाले उपकरणों की संस्थापना करने पर कृषि उपभोक्ताओं को निम्नानुसार प्रोत्साहन दिया जावेगा -

Sr.no.	Particulars of Energy Saving Devices	Rate of rebate
1.	ISI / BEE star labeled motors for pump sets	15 paise per unit

2.	ISI / BEE star labeled motors for pump sets and use of frictionless PVC pipes and foot valve	30 paise per unit
3.	ISI / BEE star labeled motors for pump sets and use of frictionless PVC pipes and foot valves along with installation of shunt capacitor of appropriate rating	45 paise per unit

\* मांग पक्ष प्रबंधन के तहत ऊर्जा बचत उपकरणों की स्थापना के लिए उपभोक्ता को सामान्य टैरिफ (सरकार की पूर्ण शुल्क ऋण राशि, प्रति यूनिट, यदि कोई हो) के अंशदान की अनुमति दी जाएगी। यह प्रोत्साहन केवल तभी स्वीकार्य होगा जब पूर्ण बिल का भुगतान नियत तारीखों के भीतर किया जाता है, जो सभी उपभोग की गई इकाइयों से सामान्य दरों पर लिया जाएगा। वितरण लायसेंसी के अधिकृत व्यक्ति द्वारा सत्यापन किए जाने के पश्चात अगले माह से प्रोत्साहन स्वीकार्य होगा, जिसमें ऊर्जा बचत उपकरण का उपयोग किया गया है। वितरण लायसेंसी के लिए यह आवश्यक होगा कि ग्रामीण क्षेत्रों में उपर्युक्त प्रोत्साहन के लिए व्यापक प्रचार की व्यवस्था करे। लाइसेंसधारी को अपनी वेबसाइट पर दिए गए प्रोत्साहन के बारे में त्रैमासिक जानकारी रखना आवश्यक है।

## 1.6 न्यूनतम खपत

- (i) मीटरीकृत कृषि संबंधी उपभोक्ताओं हेतु (एल व्ही-5.1 एवं एल.व्ही. 5.2): 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 (LV-5.3) :
  - a) उपभोक्ता को संविदा मांग अथवा उसके अंश पर 180 यूनिट्स प्रति अश्वशक्ति ग्रामीण क्षेत्र हेतु एवं 360 यूनिट्स प्रति अश्व शक्ति शहरी क्षेत्र हेतु न्यूनतम वार्षिक खपत प्रत्याभूत (गारंटी) करनी होगी जो इस तथ्य से असंबद्ध होगी कि वर्ष के दौरान कोई विद्युत की खपत की गई है अथवा नहीं।
  - b) यदि उपभोक्ता की वास्तविक खपत मासिक न्यूनतम खपत (किलोवाट अवर) से कम हो तो उपभोक्ता को ग्रामीण क्षेत्र में 15 यूनिट प्रति अश्वशक्ति माह एवं शहरी क्षेत्र में 30 यूनिट प्रति अश्व शक्ति प्रतिमाह की मासिक बिलिंग की जावेगी।
  - c) न्यूनतम खपत हेतु बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किए गए अनुसार होगी।

## 1.7 आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।

## 1.8 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।

**1.9 वितरण ट्रांसफार्मर (डीटीआर) पर मीटर वाले उपभोक्ताओं हेतु विशेष शर्तेः**

- a. वितरण ट्रांसफार्मर से जुड़े सभी उपभोक्ताओं को अपने वास्तविक लोड के आधार पर गणना किए गए विद्युत प्रभार का भुगतान करना होगा ।
- b. वितरण लाइसेंसी के द्वारा ऐसे सभी संयोजित उपभोक्ताओं से ऐसी स्वीकृति प्राप्त की जाएगी जैसे कि ऊपर ए में दर्शाई गई है ।

**1.10 पावर सर्किट से पंप पर या उस के समीप 20 वॉट का एक सी.एफ.एल. / एल.ई.डी./ बल्व लगाने की अनुमति होगी।**

**1.11 एकल फेज पर उपलब्ध विद्युत प्रदाय के दौरान बाह्य उपकरण की स्थापना से तीन-फेज 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।**

**1.12 अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाव टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तें में विनिर्दिष्ट किया गया है।**

\*\*\*\*\*

## विद्युत दर (टैरिफ) अनुसूची – एल व्ही -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।

#### टैरिफ़:

Category	Existing		Proposed	
	Monthly Fixed Charges	Energy Charge (Paise/unit)	Monthly Fixed Charges	Energy Charge (Paise/unit)
Electric Vehicle/ Rickshaw charging installations	Rs 100 per kVA or 125 per kW of Billing Demand	600	Rs 104 per kVA or 130 per kW of Billing Demand	620

#### एल व्ही 6 श्रेणी हेतु निबंधन एवं शर्तें :

- (a) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- (b) 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 बाइवेक्टर / ट्राइवेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा।
- (c) अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाब टैरिफ़ 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 2010/एफ-13/05/13/2006 दि. 25.03.2006 से अधिसूचित एवं समय समय पर संशोधित किया गया है। शहरी क्षेत्रों से अभिप्राय ऐसे समस्त क्षेत्रों से है, जिन्हें म.प्र.शासन द्वारा ग्रामीण क्षेत्रों के रूप में अधिसूचित नहीं किया गया है।
2. पूर्णांक करना समस्त देयकों को निकटतम रूपये की राशि तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् 49 पैसे की राशि की उपेक्षा की जाएगी एवं 50 पैसे या अधिक की राशि को एक रूपये 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 0.5 को अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा तथा 0.5 से निम्न भाग की उपेक्षा की जाएगी।
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 0.5 से नीचे के भाग को छोड़ दिया जावेगा तथा 0.5 को अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जायेगा।
5. न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि:

- A. मीटरीकृत कृषि उपभोक्ताओं एवं कृषि उपभोक्ताओं को छोड़कर हॉटीकल्वर गतिविधियों हेतु एल व्ही 5.1 एवं एल व्ही 5.2 की बिलिंग: उपभोक्ता, जिसकी वास्तविक खपत उस श्रेणी के लिये निर्धारित मासिक न्यूनतम खपत से कम है, को निर्धारित न्यूनतम मासिक खपत का बिल किया जायेगा।
- B. अन्य उपभोक्ताओं के लिए: (जहां लागू हो)
  - a. 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।
  - b. 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।
  - c. 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

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

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।

<b>Month</b>	<b>Actual cumulative consumption (kWh)</b>	<b>Cumulative minimum consumption (kWh)</b>	<b>Higher of 2 and 3 (kWh)</b>	<b>Already billed in the year (kWh)</b>	<b>To be billed in the month = (4-5) (kWh)</b>
1	2	3	4	5	6
April	95	100	100	0	100
May	215	200	215	100	115
June	315	300	315	215	100
July	395	400	400	315	85
Aug	530	500	530	400	130
Sept	650	600	650	530	120
Oct	725	700	725	650	75
Nov	805	800	805	725	80
Dec	945	900	945	805	140
Jan	1045	1000	1045	945	100
Feb	1135	1100	1135	1045	90
March	1195	1200	1200	1135	65

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

a) उपभोक्ता जो मांग आधारित विद्युत दर (टैरिफ) का विकल्प प्रस्तुत करते हैं: 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 विद्युत-दर संविदा मांग की 120 प्रतिशत की सीमा हेतु ही लागू होगी। ऐसे प्रकरण में उपभोक्ता को संविदा मांग की 120 प्रतिशत अभिलिखित मांग (जिसे आधिक्य मांग कहा गया है) से अध्ययीन तत्संबंधी खपत हेतु निम्न दरों के अनुसार प्रभारित किया जायेगा।

i. **आधिक्य मांग हेतु ऊर्जा प्रभार :-** अतिरिक्त मांग या अतिरिक्त संयोजित भार की वजह से कोई अतिरिक्त प्रभार ऊर्जा पर प्रयोज्य नहीं है।

ii. **आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार:** इन प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी:

a. 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 का 1.3 गुना पर प्रभारित किया जाएगा।

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

- b)** 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 सन्योजित 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 ऊर्जा प्रभार प्रयोज्य नहीं हैं।
  - ii. **आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार :** उस अवधि के लिए जिसके लिए आधिक्य भार का उपयोग उपरोक्त कंडिका की स्थिति (1) में निर्धारित किया गया हो, ये प्रभार निम्नानुसार बिल किये जायेंगे।
    - a. **आधिक्य भार हेतु नियत प्रभार यदि सन्योजित स्वीकृत भार के 120% तक पाया जाता है:** संविदा मांग के 120 % तक मांग हेतु, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर के 1.3 गुना दर पर प्रभारित किया जाएगा।
    - b. **आधिक्य भार हेतु नियत प्रभार यदि भार स्वीकृत भार के 120% से अधिक पाया जाता -** जब अभिलिखित मांग, संविदा मांग से 120 % से अधिक हो तो स्थाई प्रभारों के अतिरिक्त, संविदा मांग से 120% प्रतिशत से अधिक अभिलिखित की गई मांग हेतु, स्थाई प्रभारों को, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर के 2 गुना दर पर प्रभारित किया जाएगा।
- c) 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 अनुज्ञसिध्धारी के अनुबंध पुनरीक्षित करने की मांग के अधिकार पर पूर्वाग्रह बिना हैं।
- d) 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 एम्पीअर आवर्स का चार गुना के रूप में की जाएगी।
- e) निम्नाव 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 निम्नाव 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। निम्नाव हेतु लागू निबंधन एवं शर्तों की कंडिका 8 (ए) भी इन पर लागू होगी।

## 7. प्रोत्साहन/ छूट:

- (a) **अग्रिम भुगतान पर छूट :** खपत अवधि जिसके लिए बिल तैयार किया जाना के प्रारंभ होने के पूर्व भुगतान करने पर कुल राशि सुरक्षा निधि को छोड़कर) पर 1 % की छूट क्रेडिट की जावेगी । यह राशि वितरण लाइसेंसी द्वारा कैलेंडर माह के अंत में किसी राशि समायोजन जो वितरण लाइसेंसी को प्राप्त होना है के समायोजन के पश्चात क्रेडिट की जावेगी ।
- (b) **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 ।
- (c) **देयकों के ऑनलाइन भुगतान पर निम्नदाव 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 ।
- (d) **ऊर्जा कारक प्रोत्साहन:-** मांग आधारित दर वाले उपभोक्ताओं को निम्नानुसार ऊर्जा कारक प्रोत्साहन प्रयोज्य होगा ।

<b>Load factor</b>	<b>Concession in energy charges</b>
Above 25% and up to 30 % load factor on contract demand	12 paise per unit concession on the normal energy charges for all energy consumption over and above 25% load factor during the billing month
Above 30% and up to 40 % load factor on contract demand	In addition to load factor concession available up to 30% load factor, concession at the rate of 24 paise per unit on the normal energy charges for all energy consumption over and above 30 % load factor during the billing month
Above 40% load factor on contract demand	In addition to load factor concession available up to 40% load factor, concession at the rate of 36 paise per unit on the normal energy charges for all energy consumption over and above 40% load factor during the billing month

भार कारक की गणना निम्न सूत्र के आधार पर की जाएगी :

भार कारक (%)	$\frac{\text{मासिक खपत} \times 100}{\text{बिलिंग माह में घंटों की संख्या} \times \text{मांग (KW)}}$
--------------	---

- i. मासिक खपत से तात्पर्य माह में कुल खपत किए यूनिटों से है परंतु इसमें लाइसेंसी के अलावा अन्य स्रोतों से प्राप्त विद्युत शामिल नहीं है ।

- ii. घंटों की संख्या से तात्पर्य कुल घंटों से है परंतु इसमें आउटेज के कारण विद्युत आपूर्ति बंद रहने के घंटे शामिल नहीं होंगे।
- iii. मांग से तात्पर्य रिकार्ड उच्चतम मांग अथवा संविदा मांग जो भी अधिक हो से है।

**टीप:** लोड फैक्टर को निम्न पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा। बिलिंग माह से तात्पर्य ऐसी अवधि से है जिनमें दो दिनांकों के बीच जिसमें बिलिंग के उद्देश्य से उपभोक्ता के मीटर रीडिंग की जाती है।

- (e) **ऊर्जा कारक प्रोत्साहन :** यदि निम्न दाव श्री फेस उपभोक्ता (घरेलू उपभोक्ता को छोड़कर) का औसत मासिक ऊर्जा कारक 85 प्रतिशत के बराबर या इससे अधिक हो तो प्रोत्साहन निम्नानुसार भुगतान योग्य होगा:-

<b>Power Factor</b>	<b>Percentage incentive payable on billed energy charges</b>
Above 85% up to 86%	<b>0.5</b>
Above 86% up to 87%	<b>1.0</b>
Above 87% up to 88%	<b>1.5</b>
Above 88% up to 89%	<b>2.0</b>
Above 89% up to 90%	<b>2.5</b>
Above 90% up to 91%	<b>3.0</b>
Above 91% up to 92%	<b>3.5</b>
Above 92% up to 93%	<b>4.0</b>
Above 93% up to 94%	<b>4.5</b>
Above 94% up to 95%	<b>5.0</b>
Above 95% up to 96%	<b>6.0</b>
Above 96% up to 97%	<b>7.0</b>
Above 97% up to 98%	<b>8.0</b>
Above 98% up to 99%	<b>9.0</b>
Above 99%	<b>10.0</b>

**टीप:**

इस प्रयोजन हेतु औसत मासिक ऊर्जा कारक को माह के दौरान रिकार्ड (अभिलिखित) कुल किलोवाट अवर्स एवं कुल किलोवाट एम्पियर अवर्स के अनुपात के प्रतिशत के रूप में परिभाषित किया गया है अनुपात को निकतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् 0.5 या उससे अधिक भाग को अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा एवं 0.5 से नीचे के भाग की उपेक्षा की जाएगी।

प्रत्याभूत न्यूनतम खपत के बिलिंग अथवा क्रेडिट के प्रकरण में प्रोत्साहन माह के दौरान वास्तविक ऊर्जा खपत के अनुसार दिया जाएगा। सभी छूट/प्रोत्साहन की गणना शासन द्वारा प्रदान की गई सब्सीडी (छूट) को छोड़कर की जावेगी।

## 8. अन्य निबंधन 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 अध्यशक्ति 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 अनुज्ञासिधारी उपभोक्ता को उच्चदाब विद्युत प्रदाय प्राप्त किये जाने बाबत आग्रह कर सकेगा।

- (b) मीटरिंग (माप यंत्र) प्रभारों की बिलिंग, मीटरिंग तथा अन्य प्रभारों के निर्धारण के अनुसार, जैसा कि इसे, म प्र विद्युत नियामक आयोग के (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, की जायेगी। बिलिंग के प्रयोजन हेतु 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 अनुज्ञासिधारी 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 जाएगा। अन्य प्रभार जैसा कि इनका उल्लेख विविध प्रभारों की अनुसूची में किया गया है, भी अतिरिक्त रूप से लागू होंगे।
- (d) अन्य प्रभार जैसे कि विविध प्रभारों की अनुसूची में उल्लेख किए गए हैं भी प्रयोज्य होंगे।
- (e) विद्यमान निम्नदाब श्री फेस उपभोक्ता (घरेलू उपभोक्ता को छोड़कर) को यह सुनिश्चित करना होगा कि उसके द्वारा उचित क्षमता/रेटिंग के निम्नदाब कैपेसिटर की व्यवस्था कर दी गई है। इस संबंध में म.प्र.विद्युत प्रदाय संहिता 2013 समय-समय पर संशोधित का अवलोकन मार्ग दर्शन 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. निम्न दाब श्री फेस उपभोक्ता (घरेलू उपभोक्ता को छोड़कर) जिनका मीटर औसत ऊर्जा कारक रिकार्ड (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 किए गए ऊर्जा प्रभारों का 10 प्रतिशत होगी।

2. निम्न दाब श्री फेस उपभोक्ता (घरेलू उपभोक्ताओं को छोड़कर) ऊपर दिए अनुसार e(1) के अलावा : 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।

**टीप:**

- a. 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।
- b. प्रत्याभूत न्यूनतम खपत के विलिंग अथवा क्रेडिट के प्रकरण में यह अधिभार माह के दौरान वास्तविक ऊर्जा खपत के अनुसार बिल किया जाएगा।
- (f) यदि उपभोक्ता द्वारा ऊर्जा-कारक में सुधार किये जाने के संबंध में उचित शंट कैपेसिटरों की स्थापना हेतु कदम नहीं उठाये जाते तो उपरोक्तानुसार दर्शये गये वेल्डिंग / भार-कारक सरचार्ज की उगाही , अनुज्ञसिध्धारी के उपभोक्ता की संस्थापना के संयोजन -विच्छेद किये जाने के अधिकारों के पूर्वाग्रह से रहित होगी ।
- (g) किसी विशिष्ट निम्न दाब श्रेणी पर, टैरिफ की प्रयोज्यता के संबंध में विवाद होने की दशा में, आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
- (h) 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, टैरिफ प्रभारों तथा प्रयोज्य विविध प्रभारों के अतिरिक्त, यदि कोई हों, तो उपभोक्ता द्वारा भुगतान योग्य होंगे।
- (i) सभी श्रेणियों के लिए विलंबित भुगतान अधिभार : देयकों 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।
- (j) निम्नदाब संयोजन से उच्चदाब संयोजन में परिवर्तन के प्रकरण में, उच्चदाब संयोजन प्राप्त करने से पूर्व उपभोक्ता एवं अनुज्ञसिध्धारी को उच्चदाब अनुबंध किया जाना आवश्यक होगा।
- (k) एक ही संयोजन में मिश्रित भारों का उपयोग: जब तक किसी टैरिफ श्रेणी में विशिष्ट रूप से अनुज्ञय 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।

- (l) 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
- (m) 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 2003 के प्रासंगिक प्रावधानों के अंतर्गत कार्यवाही योग्य होगा।
- (n) यहां पर विनिर्दिष्ट की गई समस्त शर्तें उपभोक्ता को लागू होगी, भले ही कोई उपबंध उपभोक्ता द्वारा अनुज्ञासिधारी के साथ निष्पादित किये गये अनुबंध के प्रावधानों से विपरीतात्मक हो।
- (o) 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।

**9. निम्नाब 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 अनुज्ञासिधारी 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 ब्याज देय न होगा।
- (c) स्वीकृत भार या संयोजित भार 112 किलोवाट / 150 अश्वशक्ति से अधिक न होगा।

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

- (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 अनुरूप 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 शर्ते लागू होगी।

\*\*\*\*\*

## उच्च दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका

दर अनुसूची		पृष्ठ क्रमांक
एचब्ही. -1	रेलवे कर्षण	214
एचब्ही. -2	कोयला खदानें	217
एचब्ही. -3	औद्योगिक, गैरऔद्योगिक एवं शार्पिंग माल-	218
एचब्ही. -4	मौसमी	225
एचब्ही. -5	सिंचाई, सार्वजनिक जलप्रदाय एवं कृषि के अतिरिक्त उपयोग	227
एचब्ही. -6	थोक आवासीय प्रयोक्ता	229
एचब्ही. -7	ग्रिड से संयोजित जनरेटर के विद्युत आवश्यकता हेतु	231
एचब्ही. -8	ई-व्हीकल / ई-रिक्शा	232
	उच्चदाब हेतु प्रयोज्य सामान्य निबंधन एवं शर्तें	233

## विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.व्ही-1

### रेलवे कर्षण:

#### प्रयोज्यता :

यह विद्युत-दर रेलवे के केवल कर्षण भारों हेतु प्रयोज्य होगी।

#### टैरिफ :-

Category of consumer	Existing		Proposed	
	Monthly Fixed Charge (Rs. per kVA of billing demand per month)	Energy Charge (paise / unit)	Monthly Fixed Charge (Rs. per kVA of billing demand per month)	Energy Charge (paise / unit)
Railway Traction on 132 kV / 220 kV	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 निबन्धन 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 2021-22 तक की अवधि हेतु ऊर्जा प्रभारों में 15 प्रतिशत की छूट प्रदान की जायेगी। 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-दर हेतु सामान्य निबन्धन एवं शर्तों में दर्शाये अनुरूप होगी।
- (d) उपभोक्ताओं को समस्त समय पर, वास्तविक अधिकतम मांग को संविदा मांग के अतंगत 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-दरें 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 रेलवे कर्षण छोड़कर समस्त उपभोक्ताओं पर, निम्न दरों के अनुसार भारित किया जाएगा :-

(e) **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।

(f) **आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार :** इन प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

- (a) When the recorded maximum demand is up to 130% of contract demand- Excess Demand over and above 115 % of the contract demand—at the rate of Rs. 341 per kVA
- (b) 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 अर्थदण्ड 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 5 प्रतिशत + औसत मासिक ऊर्जा कारक के 85 प्रतिशत से नीचे गिरने वाले प्रत्येक 1 प्रतिशत गिरावट हेतु 2 प्रतिशत की दर से अर्थदण्ड अधिरोपित किया जावेगा। यह अर्थदण्ड इस शर्त के अध्याधीन होगा कि निम्न 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 (प्रतिशत) को निकटतम 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 छः माह 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, 90 प्रतिशत से कम नहीं, संधारित करता है तो कथित छः माह 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.व्ही-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।

**टैरिफः**

Sub category	Monthly Fixed Charge (Rs./kVA of billing demand per month)		Energy Charge for consumption up to 50% load factor (Paise/unit)		Energy Charge for consumption in excess of 50% load factor (paise/unit)	
Coal Mines	Existing	Proposed	Existing	Proposed	Existing	Proposed
11 kV supply	660	670	715	770	630	670
33 kV supply			705	750	610	650
132 kV supply			685	700	590	570
220 kV supply			665	680	570	580

**विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें:**

a. प्रत्याभूत न्यूनतम खपत निम्न आधार पर होगी :

Supply Voltage	Guaranteed annual minimum consumption in units (kWh) per kVA of contract demand
For supply at 220 / 132 kV	1620
For supply at 33 / 11 kV	1200

टीप : न्यूनतम खपत की बिलिंग विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।

b. दिवस के समय (टाईम आफ डे) अधिभार / छूट:- यह अधिभार / छूट उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी ।

c. 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.व्ही-3

### औद्योगिक, गैर-औद्योगिक तथा शापिंग माल-

#### प्रयोज्यता :

टैरिफ क्रमांक एच.व्ही.-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.व्ही.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,

टैरिफ एच.व्ही.3.3 (गैर औद्योगिक उपभोगताओं जिनमें शापिंग मॉल भी शामिल है हेतु वृहद विद्युत आपूर्ति के लिए ) :- यह गैर औद्योगिक उपभोगता समूह जिनमें शापिंग मॉल भी शामिल है हेतु प्रयोज्य होगा जैसे की विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें अनुसूची (i) में दिया गया है। आगे विद्युत का कोई भी उपयोग जो गैर औद्योगिक के अलावा हो को भी इस श्रेणी में अनुमति प्राप्त है।

शापिंग 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.व्ही.-3.4: (गहन विद्युत उद्योग) :- लघु इस्पात संयन्त्रों, एक ही परिसर में स्थित मनी स्टील प्लाट मय रोलिंग मिल/ स्पोंज आयरन संयन्त्र, विद्युत रासायनिक/ विद्युत ताप उद्योग, फैरो-अलाय 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।

टीप:- यह टैरिफ केवल उन्ही मिनी स्टील प्लाट (एम.एस.पी.) जहाँ साथ में रिरोलिंग मिल/स्पंज आर्यन प्लाट एक ही परिसर में हो में प्रयोज्य होगा और ऐसे फैरो अलाय प्लान्ट्स जहाँ लोहा एवं स्टील को गर्म करने / गलाने की प्रक्रिया में विद्युत भट्टीयों का उपयोग किया जाता है में प्रयोज्य होगा।

**टैरिफ़:**

S. No.	Sub- Category of consumer	Existing			Proposed		
		Monthly Fixed Charge (Rs/KVA) of billing demand per month	Energy Charge for consumption on up to 50% load factor (paise/unit)	Energy Charge for consumption in excess 50% load factor (paise/unit)	Monthly Fixed Charge (Rs/KVA) of billing demand per month	Energy Charge for consumption on up to 50% load factor (paise/unit)	Energy Charge for consumption in excess 50% load factor (paise/unit)
<b>3.1</b>	<b>Industrial</b>						
	11 kV supply	340	700	600	385	725	625
	33 kV supply	560	690	590	585	700	600
	132 kV supply	650	650	550	685	660	560
	220/400 kV supply	650	610	510	685	610	520
<b>3.2</b>	<b>Non- Industrial</b>						
	11 kV supply	320	730	640	335	745	655
	33 kV supply	460	710	620	470	725	635
	132 kV supply	550	670	560	560	680	575
	220/400 kV supply						
<b>3.3</b>	<b>Shopping Malls</b>						
	11 kV supply	330	710	635	345	720	645
	33 kV supply	380	700	600	410	710	610
	132 kV supply	510	650	580	530	660	590
	220/400 kV supply						
<b>3.4</b>	<b>Power Intensive Industries*</b>						
	33 kV supply	560	530	530	575	550	550
	132 kV supply	660	510	510	675	530	530
	220 kV supply	660	500	500	670	520	510

**विशिष्ट निबन्धन तथा शर्तेः**

- (a) प्रत्याभूत न्यूनतम खपत उपरोक्त दर्शाई गई समस्त श्रेणियों हेतु निम्न आधार पर होगी :

Supply Voltage	Sub- category	Guaranteed annual minimum consumption in units (kWh) per kVA of contract demand
<i>For supply at 220/132 kV</i>	Rolling Mills	1200
	Educational institutions	720
	Others	1800
<i>For supply at 33 / 11 kV</i>	Educational institutions	600
	Contract demand up to 100 kVA	600
	Others	1200

टीप : न्यूनतम खपत की विलिंग विधि उच्च दाब टैरिफ़ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों के अनुरूप होंगी।

- (b) दिवस के समय (टाईम आफ डे-टीओडी) अधिभार / छूट : यह अधिभार/ छूट उच्चदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा ।
- (c) विद्यमान उच्चदाब कनेक्शनों हेतु छूट : वर्ष 2015-16 के समरूप माह की तुलना में वृद्धिशील खपत पर 1 रु. प्रतियूनिट की छूट ऊर्जा प्रभार में प्रयोज्य होगी । निम्न कंडिका ई में समाहित उपभोगता को छोड़कर किसी भी नये उपभोगता जिसे 2015-16 के दौरान अथवा पश्चात कनेक्शन प्रदाय किया गया हो के लिए वृद्धिशील खपत की गणना हेतु आधारमाह कनेक्शन प्राप्ति के बाद के प्रथम 12 माह होगे ।
- (d) नवीन उच्चदाब कनेक्शनों के लिए छूट :- इस दर आदेश के प्रभावशील होने की तिथी एवं उसके पश्चात नवीन उच्च दाब उपभोक्ताओं को की गई खपत पर ऊर्जा प्रभार में 01 रूपये प्रतियूनिट या 20 प्रतिशत जो भी कम हो की छूट दी जावेगी। इस दर आदेश के प्रभावशील तिथी के होने के पूर्व छूट उस दर आदेश से प्रभावशील रहेगी जैसा कि उस समय के दर आदेश में विशेष कालअवधि हेतु प्रवधान किया गया था। छूट निम्नानुसार निबंधन एवं शर्तों के अनुरूप प्रयोज्य होगी :-
- i. नवीन प्रोजेक्ट जिनके संबंध में लायसेंसी से विद्युत आपूर्ति हेतु करार हो रहा है वो वित्त वर्ष 2016-17 के पश्चात इस छूट हेतु योग्य होंगे।
  - ii. संबंधित वर्ष के दर आदेश में दिये गये प्रावधानों के अनुसार इस छूट की अनुमति वर्ष 2021 -22 तक दी जावेगी।
  - iii. ऐसे कनेक्शनों में जहाँ विद्यमान कनेक्शन में मालिकाना हक में परिवर्तन के पश्चात पुनः कनेक्शन हुआ हो यह छूट प्रायोज्य नहीं होगी।
  - iv. स्थाई रूप से विच्छेदित कनेक्शनों के परिसर में नया कनेक्शन होने पर, ऐसे कनेक्शन छूट हेतु योग्य होंगे जब ऐसे परिसर में नये कनेक्शन का आवेदन, स्थाई रूप से विच्छेदित कनेक्शन की दिनांक से 6 माह समाप्त होने के पहले ही प्राप्त हो जावे ।
  - v. ऐसे उपभोक्ता जो यह छूट प्राप्त कर रहे हैं वो वृद्धिशील खपत के लिये उपरोक्तानुसार खण्ड द के अन्तर्गत प्राप्त होने वाली खपत हेतु योग्य नहीं होंगे।
- (e) केप्टिव पावर प्लांट उपभोक्ताओं के लिये छूट:

**प्रयोज्यता:** यह छूट उपभोक्ताओं को प्रयोज्य होगी।

- i. जो वर्ष 2016-17 या 2017-18 या 2018-19 के दौरान अपनी मांग आंशिक या पूर्णतः म.प्र. में स्थित केप्टिव पॉवर प्लांट के द्वारा पूरी कर रहे हैं
- ii. यह छूट उपभोक्ता के द्वारा अनुज्ञसिध्धारी 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

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहका एवं दर प्रस्ताव**

आवेदन अनुज्ञासि धारी को छूट प्राप्त करने के लिये देना होगा कि वह अपने विद्यमान केप्टीव पॉवर प्लांट से हटकर अनुज्ञासि धारी 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-2020 में अनुज्ञासिधारी को आवेदन दिया गया है, तो गणना हेतु उसका आधार वर्ष (बेस-ईयर) वर्ष 2019-2020 होगा।

- iv.** ऐसे उपभोक्ता जिनके द्वारा खपत में वृद्धि दर्ज की गई हो। जैसे वर्तमान वर्ष 2020-21 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 अनुज्ञित धारी से अधिक की गई खपत पर लागू। होगी बशर्ते 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 :-

Scenario	Base Year		Current Financial Year (FY 2019-20)		Incremental Consumption from Discom	Reduction in Captive Generation	Units eligible for 60 paise rebate in energy charges as per Clause (c) of specific terms & conditions	Units eligible for Rs 2/ Unit rebate on incremental units
	Consumption from Discom (Units)	Captive Generation Units	Consumption from Discom (Units)	Captive Generation (Units)	Units	Units	Units	Units
	(A <sub>1</sub> )	(B <sub>1</sub> )	(A <sub>2</sub> )	(B <sub>2</sub> )	X = A <sub>2</sub> -A <sub>1</sub>	Y = B <sub>1</sub> -B <sub>2</sub>		
Scenario 1	100	90	110	90	10	0	10	0
Scenario 2	100	90	110	80	10	10	0	10
Scenario 3	100	90	110	70	10	20	0	10
Scenario 4	100	90	100	80	0	10	0	0
Scenario 5	100	90	120	80	20	10	10	10

टीप: 1) केप्टीव पावर प्लांट से तात्पर्य केप्टीव जनरेटिंग प्लांट से है जैसा कि विद्युत अधिनियम 2003 के नियम 5 में परिभाषित है।

2) ऐसे नये उपभोक्ता जो इस टैरिफ अवधि में जुड़े हैं, और जो विगत वर्ष पूरी तरह अपने मांग को केप्टीव पावर प्लांट से पूरा कर रहे थे तो उनकी खपत डिस्काम के पक्ष से आधार वर्ष हेतु शून्य मानी जाएगी।

X = केप्टीव उपभोक्ता द्वारा वर्तमान वर्ष के किसी माह में आधार वर्ष (बेस-ईयर) के उसी माह की खपत की तुलना में दर्ज की गई खपत में वृद्धि है।

तथा

**Y =** केष्टीव उपभोक्ता द्वारा वर्तमान वर्ष के किसी माह में आधार वर्ष (बेस-ईयर) के उसी माह उसी माह की केष्टीव पॉवर प्लांट से उत्पादीत यूनिट की तुलना में कमी है।

खपत में वृद्धि के सभी अन्य प्रकारों के लिये, जब **X>Y**, विदमानय 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 :-** केष्टीव उत्पादन में कोई कमी प्रतीत नहीं होती है परंतु वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि प्रतीत होती है अतः डिस्काम से वृद्धिशील खपत पर 1 रूपये प्रति यूनिट की छूट उर्जा प्रभार में प्रयोज्य 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 केष्टीव उत्पादन में कमी, एक समान है अतः विद्यमान उच्च दाब कनेक्शन खपत में वृद्धि पर 02 रूपये प्रति यूनिट छूट का हकदार है।

**परिदृश्य 3 :-** केष्टीव उत्पादन में कमी वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि की तुलना में ज्यादा है अतः खपत में वृद्धि जैसे कि तालिका में दर्शाया 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 भले ही केष्टीव जन रेशन में कमी हो जावे।

**परिदृश्य 5 :-** इस परिदृश्य में डिस्काम से उच्चतर वृद्धिशील खपत (**X**) और केष्टीव जनरेशन में कमी (**Y**) यह दर्शाया गया है अतः (**X-Y**) से संबंधित यूनिटों में उर्जा प्रभार में 1 रूपये प्रति यूनिट छूट प्रयोज्य होगी। ( जैसा कि खण्ड डी , एच वी 3 विशिष्ट प्रबंधन एवं शर्तें – वृद्धिशील खपत हेतु छूट में दर्शाया गया है ) और **Y** यूनिट्स में 2 रूपये प्रति यूनिट छूट प्रयोज्य होगी।

**(f) ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के लिए छूट :-**

**प्रयोज्यता :** यह छूट उपभोक्ताओं हेतु प्रयोज्य होगी।

- i. जो विगत वर्ष 2019-20 के दौरान ओपन एक्सेस द्वारा विद्युत प्राप्त कर रहे हैं।
- ii. जिनकी कि मासिक खपत बढ़ी हुई दर्ज की गई हो, अर्थात् खपत की यूनिटें वित्तीय वर्ष 2020-21 के किसी माह में वित्तीय वर्ष 2019-20 के उसी माह से अधिक दर्ज हुई हो।
- iii. यह छूट वर्ष 2020-21 के दौरान आवेदन करने की तिथि से लागू होगी।

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आव्यूहका एवं दर प्रस्ताव**

- iv. उपभोक्ता को इस आशय का आवेदन अनुज्ञासि धारी को छूट प्राप्त करने के लिये देना होगा कि वह अपने विद्यमान ओपन एक्सेस से हटकर अनुज्ञासि धारी से विद्युत आपूर्ति करने का इच्छुक है।
- v. रु. 1/- प्रति यूनिट की छूट उन ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को दी जाएगी जिनका कि ओपन एक्सेस से खपत कम होकर अनुज्ञासिधारी से ली गयी हो। खपत की गई यूनिट पर प्रस्तावित छूट निम्नानुसार निर्धारित की जाएगी :-

Scenarios	FY 2019-20		FY 2020-21		Incremental Consumption from Discom $X = A_2 - A_1$	Reduction in OA units $Y = B_1 - B_2$	60 paisa rebate applicable units as per clause (c) of specific terms & conditions	Rs 1/unit rebate on incremental units of Open Access
	Consumption from Discom (A <sub>1</sub> )	Wheeled Units (B <sub>1</sub> )	Consumption from Discom (A <sub>2</sub> )	Wheeled Units (B <sub>2</sub> )				
Scenario 1	100	90	110	90	10	0	10	0
Scenario 2	100	90	110	80	10	10	0	10
Scenario 3	100	90	110	70	10	20	0	10
Scenario 4	100	90	100	80	0	10	0	0
Scenario 5	100	90	120	80	20	10	10	10

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 ओपन एक्सेस 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।

वृद्धिशील खपत के सभी अन्य ऐसे प्रकरण जिनमें यथा  $X > Y$ , हो तो  $X - Y$  पर 1 रूपये प्रतियूनिट की विद्यमान छूट उर्जा प्रभार पर प्रयोज्य होगी (जैसा कि एचबी 3 में खण्ड डी में विशेष निबंधन एवं शर्तों में वृद्धिशील खपत में छूट के बारे में दिया है।)

**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 1 रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी। (एचबी 3 की विशेष 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 ऐक्सेस 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 ऐक्सेस 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 1 रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी। जबकि Y यूनिट पर 1/- रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी।

(g) **विद्यमान निम्नदाब उद्योग / गैर घरेलू कनेक्शनों का उच्चदाब कनेक्शनों में अनुरूप परिवर्तन**  
ऐसे विद्यमान निम्नदाब उपभोक्ता जो उच्चदाब एच.व्ही. 3 श्रेणी में वर्ष 2020-21 के दौरान परिवर्तित होते हैं उन्हें ऊर्जा प्रभार रु. 1/- प्रति यूनिट की छूट दी जावेगी। यह छूट उच्चदाब वर्ष 2020-21 अनुबंध लागू होने के पश्चात वर्ष 2020-21 तक की गई खपत के लिए लागू होगी

(h) **शॉपिंग माल हेतु अतिरिक्त विशिष्ट निबंधन एवं शर्तें**

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 जैसा कि, माननीय आयोग ने निर्धारित किया है।

\*\*\*\*\*

## विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.व्ही-4

**मौसमी:-**

**प्रयोज्यता:**

यह विद्युत-दर ऐसे मौसमी उद्योगों/ उपभोक्ताओं को लागू होगी जिन्हें उत्पादन के प्रयोजनों हेतु निरंतर अधिकतम 180 दिवस की तथा न्यूनतम 90 दिवस की अवधि हेतु विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता होती है। यदि घोषित मौसम का विस्तार दो टैरिफ अवधियों के अन्तर्गत होता है, तो ऐसी दशा में संबंधित अवधि की विद्युत-दर प्रयोज्य होगी।

अनुज्ञासिधारी इस विद्युत-दर को केवल मौसमी उपयोग वाले किसी उद्योग को ही अनुज्ञेय करेगा।

**टैरिफः**

Category of consumers	Monthly Fixed Charge (Rs./kVA of billing demand per month)		Energy Charge for consumption up to 50% load factor (paise / unit)		Energy Charge for consumption in excess of 50% load factor (paise per unit)	
	During Season					
	Existing	Proposed	Existing	Proposed	Existing	Proposed
11 kV supply	360	380	680	700	580	590
33 kV supply	400	420	660	660	560	560
During Off-Season						
11 kV supply	Rs. 360 on 10% of contract demand or actual recorded demand whichever is higher	Rs. 370 on 10% of contract demand or actual recorded demand whichever is higher	816 i.e. 120% of seasonal energy charge	840 i.e. 120% of seasonal energy charge	Not applicable	Not applicable
33 kV supply	Rs. 400 on 10% of contract demand or actual recorded demand whichever is higher	Rs. 410 on 10% of contract demand or actual recorded demand whichever is higher	792 i.e. 120% of seasonal energy charge	792 i.e. 120% of seasonal energy charge	Not applicable	Not applicable

**विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच.व्ही 4 के लिये**

- a) 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।
- b) दिवस के समय (टाईम आफ डे) छूट : यह छूट उच्च दाब टैरिफ की सामान्य बन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा।

**वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिये सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर प्रस्ताव**

---

- c) 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 अनुज्ञासिधारी 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 अनुज्ञासिधारी को पूर्व से ही सूचित कर दिया हो , तो उसे स्वीकार किया जाएगा और वह अवधि इस विद्युत दर आदेश के लिए वैध होगी ।
- d) उपभोक्ता द्वारा एक बार घोषित की गई मौसमी अवधि को वित्तीय वर्ष के दौरान परिवर्तित नहीं किया जा सकेगा।
- e) यह विद्युत-दर उन सम्मिश्रित इकाईयों को प्रयोज्य न होगी जिनके पास मौसमी तथा अन्य श्रेणी भार विद्यमान हैं ।
- f) 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 ।
- g) 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 ।
- h) 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.व्ही-5

### सिंचाई, सार्वजनिक जल-प्रदाय तथा कृषि के अतिरिक्त उपयोग

प्रयोज्यता :

विद्युत दर श्रेणी एच.व्ही. 5.1 में उद्वहन 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.व्ही. 5.2 में कृषि पंप संयोजनों को छोड़कर अन्य विद्युत प्रदाय जैसे कि अंडे सेने के स्थल (हैचरी), मत्स्य तालाबों, कुक्कुट 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 (औद्योगिक) श्रेणी के अन्तर्गत की जाएंगी।

**टैरिफः**

No.	Sub-Category	Monthly Fixed Charge (Rs. /KVA of billing demand per month)		Energy Charge (paise per unit)	
		Existing	Proposed	Existing	Proposed
<b>5.1 Public Water Works, Group Irrigation and Lift Irrigation Schemes</b>					
	11 kV supply	320	330	590	610
	33 kV supply			575	590
	132 kV supply			540	550
	220 kV & above			---	520
<b>5.2 Other than agricultural use</b>					
	11 kV supply	320	330	580	600
	33 kV supply			570	590
	132 kV supply			530	550
	220 kV & above			---	520

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच व्ही 5 के लिये:

- (a) 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 निवन्धन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।
- (b) दिवस के समय (टाईम आफ डे) छूट : छूट की पात्रता उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निवन्धन तथा शर्तों में दर्शाये अनुसार होगी।
- (c) मांग-परक प्रबन्धन (डिमांड साईड मैनेजमेंट) अपनाए जाने पर प्रोत्साहन :
- ऊर्जा बचत उपकरणों की स्थापना किये जाने पर (जैसे कि पम्प सेट्स हेतु, भारतीय मानक व्यूरो 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 अनुज्ञपितधारी 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। अनुज्ञपितधारी को उपरोक्त प्रोत्साहन हेतु, वृहद प्रचार-प्रसार की व्यवस्था करनी होगी। अनुज्ञपितधारी को उपभोक्ताओं हेतु प्रदान किये गये प्रोत्साहनों के संबंध में त्रैमासिक जानकारी अपनी वैबसाईट पर भी प्रदर्शित करनी होगी।
- (d) अन्य निवन्धन तथा शर्तें वही होगी जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निवन्धनों तथा शर्तों में उल्लेख की गई हैं।

\*\*\*\*\*

## विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.व्ही-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 :-

- (i) जलप्रदाय तथा जल-मल (सीवेज) पंपिंग, अस्पताल हेतु - सीमा का कोई बंधन नहीं।
- (ii) 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 शर्तें म.प्र. विद्युत प्रदाय संहिता, 2013 के उपबन्धों, जैसे कि ये समय-समय पर संशोधित किये गये हैं, के अनुसार प्रयोज्य होंगी।

अति आवश्यक सामान्य सुविधाये जैसे आवासीय क्षेत्र में गैर घरेलू आपूर्ति, पथ प्रकाश का संयोजित भार सीमा के भीतर जैसा कि निम्नानुसार विनिर्दिष्ट है होना चाहिये-

- (i) जलप्रदाय तथा जल-मल (सीवेज) पंपिंग, अस्पताल हेतु - सीमा का कोई बंधन नहीं।
- (ii) समन्वित रूप से गैर-घरेलू/ वाणिज्यिक तथा अन्य सामान्य प्रयोजन हेतु - कुल संयोजित भार का **20** प्रतिशत।

#### टैरिफः

Sr no.	Sub-Category	Monthly Fixed Charge (Rs. /KVA of billing demand per month)		Energy Charge for consumption up to 50% load factor (paise / unit)		Energy Charge for consumption in excess of 50% load factor (paise / unit)	
		Existing	Proposed	Existing	Proposed	Existing	Existing
<b>6.1</b>	<b>For Tariff Sub-Category 6.1</b>						
	11 kV supply	320	330	610	630	550	570
	33 kV supply			600	610	530	545
	132 kV supply			580	595	510	525
<b>6.2</b>	<b>For Tariff Sub-Category 6.2</b>						
	11 kV supply	200	215	610	630	550	570
	33 kV supply			600	610	530	545
	132 kV supply			540	555	500	515

**विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच व्ही 6 के लिये**

- (a) प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत : संविदा मांग पर 780 यूनिट (किलोवाट आवर) प्रति केवीए होगी। न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।
- (b) व्यक्तिगत उपभोक्ता को संबंधित श्रेणी हेतु लागू निम्न दाब टैरिफ से अधिक की दर नहीं लगायी जावेगी।
- (c) 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.व्ही-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।

**सभी बोल्टेज हेतु टैरिफ :**

Category of consumers	Energy (paisa/unit)	
	Existing	Proposed
Generators connected to the Grid	935	960

### विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच व्ही 7 के लिये

- (a) ग्रिड से पावर लेने हेतु जनरेटर द्वारा पावर प्लांट की क्षमता का 15 प्रतिशत से अधिक ड्रावल नहीं होना चाहिए।
- (b) ऐसे प्रकरणों में जहां पावर का ड्रावल, पावर प्लांट की क्षमता से 15 प्रतिशत से अधिक है वहां बिलिंग माह के दौरान संपूर्ण विद्युत की बिलिंग दुगने विद्युत प्रभार के आधार पर की जायेगी।
- (c) रिएक्टिव विद्युत ड्रावल हेतु रिएक्टिव विद्युत प्रभारों की बिलिंग माननीय आयोग द्वारा समय समय पर निर्धारित दर के आधार पर की जावेगी।
- (d) कैप्टिव पावर प्लांट सहित जनरेटर हेतु न्यूनतम खपत की शर्त प्रयोज्य नहीं होगी। सभी अवसरों पर विद्युत आपूर्ति प्राप्त करने पर कुल रिकार्ड की गयी विद्युत के अनुसार बिलिंग की जावेगी।
- (e) कैप्टिव पावर प्लांट के लिए विद्युत प्रदाय की अनुमति उत्पादन के उद्देश्य के लिए नहीं होगी। इसके लिए, वे संबंधित प्रावधानों के अन्तर्गत स्टेंडबार्ड सपोर्ट ले सकते हैं।
- (f) ग्रिड से ऊर्जा का आहरण केवल संयंत्र की कमीशनिंग के बाद ही प्रभावशील होगा।
- (g) कैप्टिव पावर प्लांट सहित जनरेटर अनुज्ञसिध्धारी के साथ ग्रिड के साथ पावर के आहरण के लिए उपरोक्त निबंधन एवं शर्तों का समाहित करते हुए एक अनुबंध निष्पादित करेंगे।

## विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.व्ही-7

### 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।

#### **टैरिफः**

Category of consumer	Existing		Proposed	
	Monthly Fixed Charge (Rs. per kVA of billing demand per month)	Energy Charge (paise / unit)	Monthly Fixed Charge (Rs. per kVA of billing demand per month)	Energy Charge (paise / unit)
Electric Vehicle/ Rickshaw charging installations	120	590	120	600

#### विशिष्ट निबंधन तथा शर्तेः एच व्ही 8 के लिये

- (a) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभारः इनकी बिलिंग विधि उच्च दाव विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- (b) इस श्रेणी के उपभोक्ताओं को मांग आधारित दर अनिवार्य है, एवं अनुजमिधारी मांग, के.व्ही.ए./ किलो वॉट, के.डब्ल्यू.एच., के.डब्ल्यू.ए.एच. तथा खपत के समय, को दर्ज करने में सक्षम बाइकेटर / ट्राइवेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा।
- (c) अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें उच्चदाव 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, 2013 समय समय पर संशोधित, के अनुसार होगा।
- 1.3 आपूर्ति बिन्दु :-
  - (a) उपभोक्ता को सम्पूर्ण परिसर हेतु विद्युत प्रदाय सामान्य तौर पर एकल बिन्दु पर ही प्रदान किया जाएगा।
  - (b) रेलवे कर्षण के प्रकरण में, प्रत्येक उपकेन्द्र पर विद्युत प्रदाय पृथक रूप से मीटरीकृत तथा प्रभारित किया जाएगा।
  - (c) 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 अवधारण : प्रत्येक माह में विद्युत प्रदाय की अधिकतम मांग, माह के दौरान 15 मिनट 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 बिलिंग मांग उपभोक्ता की वास्तविक अधिकतम केवीए मांग अथवा संविदा मांग का 90 प्रतिशत, जो भी अधिक हो, होगी। ऐसे प्रकरणों में जहां विद्युत की प्राप्ति ओपन ऐक्सेस (खुली पहुंच) के द्वारा हुई है, मांग प्राप्ति ओपन ऐक्सेस के द्वारा उस दौरान जब ओपन ऐक्सेस से विद्युत प्राप्ति हुई हो को छोड़कर माह के लिये बिलिंग डिमांड माह के दौरान वास्तविक उच्चतम के.क्ही.ए डिमांड होगी अथवा अनुबंधित डिमांड का 90 प्रतिशत जो भी ज्यादा हो, होगी, जैसा कि म.प्र. विद्युत आपूर्ति संहिता 2013 के खण्ड 3.4 में दिया गया है।  
आधिक्य मांग के लिये अतिरिक्त प्रभार जैसे कि खण्ड 1.15 में दिये गये हैं के प्रावधानों के अनुसार होगा।

**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 (किलोवाट आवर) में विनिर्दिष्ट संविदा 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 विद्युतखपत की मासिक बिलिंग की प्रक्रिया प्रदर्शित करता है, जहां 1200 किलो वाट आवर वार्षिक खपत के आधार पर आनुपातिक मासिक न्यूनतम खपत 100 किलोवाट आवर है।

Month	Actual cumulative consumption (kWh)	Cumulative minimum consumption * (kWh)	Higher of 2 and 3 (kWh)	Already billed in the year (kWh)	To be billed in the month = (4-5) (kWh)
1	2	3	4	5	6
April	95	100	100	0	100
May	215	200	215	100	115
June	315	300	315	215	100
July	395	400	400	315	85
Aug	530	500	530	400	130
Sept	650	600	650	530	120
Oct	725	700	725	650	75
Nov	805	800	805	725	80
Dec	945	900	945	805	140
Jan	1045	1000	1045	945	100
Feb	1135	1100	1135	1045	90
March	1195	1200	1200	1135	65

1.7 **पूर्णांकित करना:** समस्त देयकों को निकटतम रूपये की राशि तक पूर्णांक किया जाएगा। अर्थात्, 49 पैसे तक की राशि की उपेक्षा की जाएगी तथा 50 पैसे एवं उससे अधिक के राशि को अगले रूपये तक पूर्णांक किया जाएगा।

#### प्रोत्साहन/छूट/अर्थदण्ड :

1.8 **ऊर्जा कारक प्रोत्साहन :**

यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक 95 प्रतिशत से अधिक रहता है तो ऊर्जा कारक प्रोत्साहन निम्नानुसार प्रदान किया जाएगा।

Power Factor	Percentage incentive payable on billed energy charges
Above 95% and up to 96%	1.0 (one percent)
Above 96% and up to 97%	2.0 (two percent)
Above 97% and up to 98%	3.0 (three percent)
Above 98 % up to 99%	5.0 (five percent)
Above 99 %	7.0 (seven percent)

#### **टीप :**

- (i) इस प्रयोजन हेतु, औसत मासिक ऊर्जा कारक को बिलिंग माह के दौरान रिकार्ड (अभिलिखित) किये गये कुल किलोवाट आवर्स तथा कुल किलो वोल्ट एम्पीयर आवर्स के प्रतिशत अनुपात के रूप में परिभाषित किया गया है। इस अनुपात (प्रतिशत) को निकटतम 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।
- (ii) किसी भी प्रकार की शंका को दूर करने के लिये स्पष्ट किया जाता है कि ऐसे उपभोक्ता जो ओपन ऐक्सेस के द्वारा विजली प्राप्त कर रहे हैं, के प्रकरण में (कुल खपत में से बाहर 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**

1) भार-कारक की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$\text{भार कारक} \quad = \quad \frac{\text{मासिक खपत} \times 100}{\text{बिलिंग माह में कुल घंटों की संख्या} \times \text{मांग (के.व्ही.ए.)} \times \text{ऊर्जा कारक}}$$

- i. मासिक खपत, माह के दौरान खपत किये गये यूनिटों की संख्या होगी जिसमें अनुज्ञासिध्धारी से प्राप्त ऊर्जा के अतिरिक्त अन्य स्रोतों से प्राप्त की गई ऊर्जा को शामिल नहीं किया जाएगा।

- ii. बिलिंग माह के दौरान, घंटों की संख्या में, अनुसूचित अवरोध अवधि के घंटे शामिल न होंगे।
- iii. मांग : अधिकतम अभिलिखित मांग या संविदा मांग, इनमें से जो भी अधिक हो, होगी
- iv. ऊर्जा कारक : वास्तविक औसत मासिक ऊर्जा कारक या 0.9, इनमें से जो भी अधिक हो, होगा

**टीप :** भार कारक (प्रतिशत) को निकटतम निम्नतर अंक तक पूर्णक किया जाएगा। यदि उपभोक्ता विद्युत ऊर्जा खुली पहुंच के माध्यम से प्राप्त कर रहा हो, तो अन्य स्वोतों से प्राप्त किये गये यूनिट को सेटआफ कर उपभोक्ता को बिल की गई शुद्ध ऊर्जा (खपत किये गये यूनिटों में से अन्य स्वोतों से प्राप्त यूनिटों को घटाकर) को ही केवल भार कारक की गणना के प्रयोजन से लिया जाएगा। उपभोक्ता को बिलिंग के प्रयोजन से, माह के दौरान मीटर वाचन की दो क्रमवर्ती तिथियों के बीच की दिवस संख्या बिलिंग माह होगी।

**1.10 अग्रिम भुगतान के लिये प्रोत्साहन :** 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 होगी।

**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 :

Sr. no.	Peak / Off-peak Period	Surcharge / Rebate on energy charges on energy consumed during the corresponding period
---------	------------------------	---

1.	Evening peak load period (6 PM to 10 PM)	Normal rate of Energy Charge
2.	Off peak load period (10 PM to 6 AM next day)	20 % of Normal rate of Energy Charge as Rebate

**टीप :** स्थाई प्रभारों की बिलिंग सदैव केवल सामान्य दरों पर की जाएगी, अर्थात् दिवस के समय (टीओडी) अधिभार/ छूट स्थाई प्रभारों पर प्रयोज्य न होंगे।

#### 1.14 ऊर्जा कारक अर्थदंड (रेलवे कर्षण एचवी-1 श्रेणी को छोड़कर)

- (i) यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक 90 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो उपभोक्ता को अर्थ दण्ड रोपित किया जाएगा। 90 प्रतिशत के नीचे प्रत्येक 1 प्रतिशत औसत मासिक ऊर्जा कारक की गिरावट पर बिल की कुल राशि पर ऊर्जा प्रभार के अन्तर्गत 1 प्रतिशत का अर्थ दण्ड दिया जाएगा। प्रत्याभूत न्यनतम खपत की क्रेडिट अथवा बिलिंग के प्रकरणों में यह अर्थ दण्ड माह के दौरान वास्तविक ऊर्जा खपत के अनुरूप बिल किया जाएगा।
- (ii) यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक, 85 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो उपभोक्ता को 5 प्रतिशत + 2 प्रतिशत प्रत्येक 1 प्रतिशत की औसत मासिक ऊर्जा कारक की 85 प्रतिशत से कम गिरावट पर बिल की कुल राशि पर ऊर्जा प्रभार के अन्तर्गत अर्थदण्ड लगाया जावेगा। यह अर्थ दण्ड इस शर्त के अधीन होगा कि गिरे हुए औसत मासिक ऊर्जा कारक के आधार पर संपूर्ण अर्थदण्ड 35 प्रतिशत से अधिक न हो।
- (iii) यदि औसत मासिक ऊर्जा कारक, 70 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो ऐसी दशा में लायसेंसी की संतुष्टि होने तक यदि इसमें उचित सुधार लाये जाने बावत कदम नहीं उठाये जाते तो लायसेंसी उपभोक्ता की संस्थापना के संयोजन को विच्छेदित करने का अधिकार सुरक्षित रखता है। तथापि यदि संयोजन का विच्छेद नहीं किया जाता तो ऐसी दशा में लायसेंसी बिना किसी भेदभाव के निम्न ऊर्जा कारक हेतु दाण्डिक प्रभारों को अधिरोपित कर सकेगा।
- (iv) इस प्रयोजन से औसत मासिक ऊर्जा कारक को बिलिंग माह के दौरान रिकार्ड (अभिलिखित) की गई कुल किलोवाट अवर्स तथा कुल किलोवाटस एपियर अवर्स के प्रतिशत के अनुपात में परिभाषित किया गया है। यह प्रतिशत निकटतम अंक तक पूर्णक किया जायेगा तथा 0.5 अथवा इससे अधिक अंश को आगामी उच्च अंक तक पूर्णक किया जायेगा तथा 0.5 से कम अंश को उपेक्षित किया जायेगा।
- (v) उपरोक्त कथन में भले ही कुछ भी कहा गया हो यदि किसी नये उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक संयोजन तिथि से प्रथम छः माह के दौरान किसी भी समय 90 प्रतिशत से कम पाया जाता है तो उपभोक्ता को अधिकतम छः माह की अवधि उसे 90 प्रतिशत से अधिक करने हेतु निम्न शर्तों के अधीन दी जावेगी।

- a) यह छः माह की अवधि उस माह से मान्य की जायेगी जिस माह में औसत मासिक ऊर्जा कारक प्रथम बार 90 प्रतिशत से कम पाया गया हो ।
- b) समस्त प्रकरणों में उपभोक्ता को निम्न ऊर्जा कारक हेतु अर्थदण्ड प्रभारों की बिलिंग की जावेगी परन्तु यदि उपभोक्ता आगामी तीन माहों (इस प्रकार सभी चार माहों ) में 90 प्रतिशत से कम नहीं मासिक ऊर्जा कारक संधारित करता है तो निम्न ऊर्जा कारक के कारण कथित माह की अवधि के लिए बिल किये गये प्रभारों को वापस लिया जायेगा एवं इन्हें आगामी मासिक बिलों में क्रेडिट किया जायेगा ।
- c) उल्लेखित की गई उपरोक्त सुविधा नये उपभोक्ताओं को एक से अधिक बार प्रदान नहीं की जायेगी, जिनका औसत ऊर्जा कारण संयोजन तिथि से छः माह के दौरान 90 प्रतिशत से कम रहा हो, तत्पश्चात निम्न औसत ऊर्जा कारक के कारण यदि यह 90 प्रतिशत से कम पाया जाता है तो उन्हें प्रभारों का भुगतान किसी अन्य उपभोक्ता की भाँति ही करना होगा ।

#### **1.15 आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार :**

- i. उपभोक्ताओं को समस्त समय पर, वास्तविक अधिकतम मांग को संविदा मांग के अतंर्गत 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 निवन्धन तथा शर्तें, यदि 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 :** आधिक्य मांग अथवा आधिक्य संयोजित भार के कारण कोई अतिरिक्त ऊर्जा प्रभार प्रयोज्य नहीं है ।
- iii. **आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार :** इन प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जायेगी :-

  1. **आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार** जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग की 130 प्रतिशत तक हो :- संविदा मांग की 20 प्रतिशत से अधिक मांग हेतु, नियत प्रभारों को, इनकी सामान्य दर से 1.3 गुना पर प्रभारित किया जाएगा।
  2. **आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार** जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग के 130 प्रतिशत से अधिक हो :- संविदा मांग से 30 प्रतिशत से अधिक अभिलिखित की गई मांग हेतु सामान्य पर से 2 गुना दर पर प्रभारित किया जायेगा ।

**आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभारो की गणना हेतु उदाहरण:-** यदि किसी उपभोक्ता की संविदा मांग 100 केवीए है तथा बिलिंग माह के दौरान अधिकतम मांग केवीए है 140 के.वी.ए है तो उपभोक्ता की नियत प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

- a) 120 केवीए तक, सामान्य विद्युत-दर पर
- b) 120 केवीए से अधिक तथा 130 केवीए तक, अर्थात् 10 केवीए हेतु, सामान्य विद्युत-दर की 1.3 गुना दर पर
- c) 130 से 140 केवीए अर्थात् 10 केवीए हेतु सामान्य विद्युत दर का 2 गुना दर पर ।

iv. किसी माह में की गई अधिक मांग की गणना को मासिक देयकों के साथ प्रभारित किया जायेगा तथा उपभोक्ता को इसका भुगतान करना होगा ।

v. आधिक्य मांग की उच्चतर विद्युत दर से बिलिंग म.प्र. विद्युत प्रदाय संहिता 2013 के अंतर्विष्ट प्रावधानों के अनुसार विद्युत प्रदाय विच्छेदित करने के अधिकारों 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 सम्मिलित 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 सभी प्रोत्साहन / छूटों की गणना शासकीय छूट को छोड़कर की जावेगी ।**

**1.18 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, अनुज्ञसिध्धारी के, बिना किसी पक्षपात के किसी अन्य प्रभावशील कानून के अन्तर्गत, कार्यवाही किये जाने के अधिकार के अध्याधीन होगा।

**1.19 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

$$\frac{\text{Minimum consumption for additional supply for temporary period}}{\text{Annual minimum consumption as applicable to permanent supply}} \times \frac{\text{No. of days of temporary connection}}{\text{No. of days in the year}}$$

- (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।

Month	Recorded Maximum Demand (kVA)	Billing Demand (kVA)
April	100	100
May	90	100
June	80	100
July	110	110
August	100	110
September	80	110
October	90	110
November	92	110
December	95	110
January	120	120
February	90	120
March	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 करना होगा।

- (f)** संयोजन तथा संयोजन विच्छेद प्रभारों का भुगतान भी करना होगा।

- (g)** ऐसे प्रकरण जिसमें विद्यमान उच्चदाब उपभोक्ता अपने उच्चदाब कनेक्शन के परिसर में अतिरिक्त और परिवर्तित अस्थाई अपूर्ति चाहता है तब ऐसे उपभोक्ता को उसे प्राप्त करने की अनुमित उसी विद्यमान कनेक्शन से उसकी संविदा मांग तक दी जा सकती है और ऐसे उपभोक्ता की बिलिंग स्थाई कनेक्शन में प्रयोज्य टैरिफ के अनुसार होगी। अतिरिक्त मांग यदि कोई हो तो वह कंडिका 1.15 में दिये गये प्रावधानों के अनुसार मान्य होगी।

- (h)** अस्थाई कनेक्शन की खपत में भार कारक प्रोत्साहन की अनुमति नहीं होगी।

**(i) पावर फैक्टर प्रोत्साहन/ दण्ड टाइम आफ डे अधिभार / छूट की स्थिति स्थाई संयोजनों के समान दर पर प्रभावशील होगी ।**

**स्थाई संयोजनों हेतु अन्य निबंधन तथा शर्तें :**

- 1.20 विद्यमान 11 के.वी. उपभोक्ता, जिनकी संविदा मांग 300 केवीए से अधिक हो तथा जो स्वयं के अनुरोध पर 11 के.वी. 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 । बढ़ी हुई अधिकतम रिकार्ड मांग पर नियत प्रभार हेतु एवं बढ़ी हुई रिकार्ड अधिकतम मांग पर अनुपातिक वृद्धिशील यूनिट के लिए विद्युत प्रभार हेतु 3 प्रतिशत अतिरिक्त प्रभार प्रयोज्य होगा । इस कंडिका के अनुसार यदि रिकार्ड अधिकतम मांग 300 केवीए की सीमा से बराबर है अथवा कम है तो अतिरिक्त प्रभार की कोई बिलिंग नहीं की जायेगी ।
- 1.21 विद्यमान 33 के वी उपभोक्ता जिसकी संविदा मांग 10000 केवीए से अधिक हो और जो स्वयं के निवेदन पर लगातार 33 के वी पर ही विद्युत आपूर्ति चाहता है को 2 प्रतिशत अतिरिक्त प्रभार का भुगतान करना होगा । 2 प्रतिशत का अतिरिक्त प्रभार बढ़ी हुई रिकार्ड अधिकतम मांग पर नियत प्रभार हेतु एवं बढ़ी हुई रिकार्ड अधिकतम मांग पर अनुपातिक वृद्धिशील यूनिट के लिए प्रयोज्य होगा । इस कंडिका के अनुसार यदि रिकार्ड अधिकतम मांग 1000 केवीए की सीमा से बराबर है अथवा कम है तो अतिरिक्त प्रभार की कोई बिलिंग नहीं की जायेगी ।
- 1.22 विद्यमान 132 के वी उपभोक्ता जिसकी संविदा मांग 50000 केवीए से अधिक हो और जो स्वयं के निवेदन पर 132 के वी पर ही विद्युत आपूर्ति चाहता है को 1 प्रतिशत अतिरिक्त प्रभार का भुगतान करना होगा । 1 प्रतिशत का अतिरिक्त प्रभार बढ़ी हुई रिकार्ड अधिकतम मांग पर नियत प्रभार हेतु एवं बढ़ी हुई रिकार्ड अधिकतम मांग पर अनुपातिक वृद्धिशील के लिए प्रयोज्य होगा । इस कंडिका के अनुसार ऐसे प्रकरण में जहां अधिकतम रिकार्ड मांग 50000 केवीए की सीमा से बराबर हो अथवा कम हो तो अतिरिक्त प्रभार की कोई बिलिंग नहीं की जायेगी ।
- 1.23 माप यंत्र प्रभारों की बिलिंग, मीटरिंग तथा प्रभारों की सूची के अनुसार जैसा कि इसे मप्रविनिआ (विद्युत प्रदाय के प्रयोजन से विद्युत लाइन प्रदान करने अथवा उपयोग किये गये संयोजन हेतु व्ययों तथा अन्य प्रभारों की वसूली) विनियम (पुनरीक्षण प्रथम 2009) समय-समय पर संशोधित में विनिर्दिष्ट किया गया है, के अनुसार की जायेगी । बिलिंग के प्रयोजन से माह के एक अंश को पूर्ण माह माना जायेगा ।
- 1.24 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 ।

- 1.25 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।
- 1.26 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।
- 1.27 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।
- 1.28 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।
- 1.29 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।
- 1.30 यहां पर विनिर्दिष्ट की गई समस्त शर्तें उपभोक्ता को लागू होंगी, भले ही कोई विपरीत उपबंध, उपभोक्ता द्वारा अनुज्ञसिध्धारी के साथ निष्पादित किये गये अनुबंध में विद्यमान हों।
- 1.31 जब कभी दी हुयी विशेष श्रेणी हेतु सामान्य निबंधन एवं शर्तों तथा विशिष्ट निबंधन एवं शर्तों में कोई विरोधाभास हो तो ऐसी स्थिति में तथा विशिष्ट निबंधन एवं शर्तों मान्य होंगी।

\*\*\*\*\*