



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 264]

नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, जुलाई 25, 2019/श्रावण 3, 1941

No. 264]

NEW DELHI, THURSDAY, JULY 25, 2019/SHRAVANA 3, 1941

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्र)

अधिसूचना

गुरुग्राम, 24 जुलाई, 2019

गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्र के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019)

सं. जेईआरसी:-25/2019.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 की अधिनियम सं. 36) (इसके बाद 'अधिनियम' के रूप में संदर्भित) के खंड (जेडडी), (जेडई) और (जेडएफ) के साथ पठित धारा 181 की उप-धारा (1) के तहत प्रदत्त शक्तियों, और अधिनियम की शर्तों में सरकार द्वारा जारी अधीनस्थ कानून, नियम, संवैधानिक आदेश, संकल्प, स्पष्टीकरण सहित इस संबंध में उसे प्राप्त अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्र के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग पिछले प्रकाशन के बाद, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है:

1 लघु शीर्ष, कार्यक्षेत्र, सीमा और प्रारंभण

- 1.1 इन विनियमों को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से टैरिफ निर्धारण के लिए निबंधन एवं शर्तों) विनियम, 2019 [इसके बाद "नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019" के रूप में संदर्भित किया गया है] कहा जाएगा।
- 1.2 ये विनियमन गोवा राज्य तथा अंडमान और निकोबार द्वीप समूह, चंडीगढ़, दादरा एवं नगर हवेली, दमन एवं दीव, लक्षद्वीप के संघ राज्य क्षेत्रों, और पुडुचेरी पर लागू होंगे।
- 1.3 ये विनियमन सरकारी राजपत्र में इसके प्रकाशन की तारीख से लागू होंगे।

2. परिभाषाएँ और व्याख्याएँ

- 2.1 विद्युत अधिनियम, 2003 में समय-समय पर संशोधित और "नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019 में प्रयुक्त परिभाषित शब्दों, शर्तों और अभिव्यक्तियों का अर्थ उक्त अधिनियम में परिभाषित और नियत किया गया अर्थ होगा।
- 2.2 अन्य सभी अभिव्यक्तियाँ जो यहाँ प्रयोग की गई हैं, लेकिन विशेष रूप से अधिनियम या विनियमों में परिभाषित नहीं

की गई हैं, लेकिन किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य कानून के तहत परिभाषित की गई हैं तथा गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों में बिजली उद्योग पर लागू हैं, का ऐसे कानून में उन्हें सौंपा गया अर्थ होगा। उपर्युक्त के अधीन, यहाँ प्रयोग की जाने वाली अभिव्यक्तियां लेकिन जिन्हें विशेष रूप से अधिनियम में परिभाषित नहीं किया गया है या किसी सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी अन्य कानून का वही अर्थ होगा जैसा कि आम तौर पर बिजली उद्योग में निर्दिष्ट किया गया है।

2.3 इस नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019 की व्याख्या में, जब तक कि अन्यथा संदर्भ में अपेक्षित न हो:

- (1) एकवचन या बहुवचन शब्द में, जैसा भी मामला हो, क्रमशः बहुवचन या एकवचन शब्द को शामिल किया गया माना जाएगा;
- (2) किसी भी कानून, विनियमों या दिशा-निर्देशों के संदर्भों को ऐसे सभी कानूनों, विनियमों या दिशानिर्देशों, जैसा भी मामला हो, को समेकित करने, संशोधित करने या बदलने के लिए शामिल किया जाएगा;
- (3) "शामिल" या "सहित" शब्दों को "बिना सीमा के" या "लेकिन इन तक सीमित नहीं" के बाद माना जाएगा चाहे ऐसे शब्द ऐसे वाक्यांशों या शब्दों के बाद बाहरी शब्दों के रूप में आए हों।

2.4 नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019, जब तक कि यह संदर्भ के प्रतिकूल न हो:

- (1) **"अधिनियम"** का अर्थ है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) और उसके बाद किए गए संशोधन;
- (2) उत्पादन स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संबंध में "अतिरिक्त ऊर्जा खपत" या "अतिरिक्त" का अर्थ है उत्पादन स्टेशन के सहायक उपकरण द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा, और उत्पादन स्टेशन में ट्रांसफार्मर हानि, जिसे उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों के उत्पादन टर्मिनलों में सृजित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया गया हो;
- (3) "बायोमास" का अर्थ कृषि और वानिकी प्रचालनों के दौरान उत्पन्न अपशिष्ट (उदाहरण के लिए तिनके और डंठल) या एक उप-उत्पाद के रूप में उत्पन्न कृषि उत्पाद के प्रोसेसिंग प्रचालनों (जैसे, भूसी, खोल, तेल रहित उपले, आदि); समर्पित ऊर्जा बागानों में उत्पादित लकड़ी या जंगली झाड़ियां / खरपतवार से प्राप्त; और कुछ औद्योगिक प्रचालनों में सृजितलकड़ी का कचरा से है;
- (4) "बायोमास गैसीकरण" का अर्थ है बायोमास की अधूरी दहन प्रक्रिया जिसके परिणामस्वरूप दहनशील गैसें उत्पन्न होती हैं जिनमें कार्बन मोनोऑक्साइड (सीओ), हाइड्रोजन (एच₂) और मीथेन (सीएच₄) का मिश्रण शामिल होता है। इसे उत्पादक गैस भी कहा जाता है;
- (5) "बायोगैस" का अर्थ उसे गैस से है जो जैविक पदार्थ जैसे फसल अवशेष, ऑक्सीजन मुक्त वातावरण (किण्वक) में मल और खाद मिल जाती है;
- (6) "पूँजीगत लागत" का अर्थ है विनियमन 13, 26, 30, 35, 40, 45, 55, 64 और 70 (लागू तकनीक) में परिभाषित पूँजीगत लागत;
- (7) "क्षमता उपयोग कारक (संक्षेप में सीयूएफ)" का अर्थ है परियोजना द्वारा उत्पन्न वास्तविक सकल ऊर्जा का अनुपात जो वर्ष में इसकी निर्धारित क्षमता के बराबर ऊर्जा उत्पादन के लिए है;
- (8) "सीईआरसी" या "केंद्रीय आयोग" का अर्थ है केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग;
- (9) "चेक मीटर" का अर्थ है ऐसा मीटर, जो वर्तमान ट्रांसफार्मर (सीटी) और वोल्टेज ट्रांसफॉर्मर (वीटी) के एक ही कोर से जुड़ा होगा, जिससे मेन मीटर जुड़ा हुआ है और मेन मीटर के असफल होने के मामले में इसका इस्तेमाल बिजली के लेखे-जोखे और बिलिंग के लिए किया जाएगा;
- (10) "सीओडी" या "वाणिज्यिक परिचालन तिथि" या "वाणिज्यिक परिचालन की तिथि" का अर्थ उस तारीख से

- है, जिस तारीख को उत्पादन संयंत्र को ग्रिड प्रणाली के साथ सिंक्रनाइज़ किया गया है;
- (11) "आयोग" का अर्थ है गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों (दिल्ली को छोड़कर) के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग;
- (12) "व्यापार विनियमों का संचालन" का अर्थ है समय-समय पर संशोधित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय का संचालन) विनियम, 2009;
- (13) "नियंत्रण अवधि" का अर्थ उस अवधि से है जिसके दौरान टैरिफ के निर्धारण के लिए मानदंडों को इन विनियमों में निर्दिष्ट किया गया है;
- (14) "अनुबंधित भार" या "अनुबंध मांग" का अर्थ है, केडब्ल्यू, केवीए या एचपी में अधिकतम मांग, जिसकी आपूर्ति करने के लिए लाइसेंसधारी द्वारा सहमति दी गई है और इसे लाइसेंसधारी और उपभोक्ता के बीच निष्पादित समझौते में दर्शाया जाता है;
- (15) "वितरण कंपनी / वितरण लाइसेंसधारी (संक्षेप में डिस्कॉम)" का अर्थ उस व्यक्ति से है जिसे अधिनियम की धारा 14(ख) के अंतर्गत लाइसेंस प्रदान किया गया है जिसके द्वारा उसे वितरण प्रणाली का प्रचालन करने, उसे बनाए रखने तथा आपूर्ति के अपने क्षेत्र में उपभोक्ता को बिजली आपूर्ति करने का प्राधिकार प्रदान किया गया है।
- (16) "ऊर्जा क्रय समझौते" का अर्थ उस समझौते से है जो इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद के लिए वितरण लाइसेंसधारी और परियोजना विकासकर्ता के बीच निष्पादित किया गया है;
- (17) "मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्र" का अर्थ अक्षय उत्पादन स्टेशनों से है, जिन्होंने इन विनियमों के लागू होने से पहले सीओडी प्राप्त कर लिया है;
- (18) "सकल कैलोरी मान" या 'जीसीवी' का अर्थ उत्पादन स्टेशन में उपयोग किए जाने वाले उस ईंधन से है जो एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन या गैसीय ईंधन, जैसा भी मामला हो, के एक मानक घन मीटर के पूर्ण दहन से किलोकैलोरीज में उत्पन्न होने वाले ताप से है;
- (19) "सकल स्टेशन ताप दर" या 'एसएचआर' का अर्थ है तापीय उत्पादक स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट-घंटा (केडब्ल्यूएच) विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलोकैलोरीज में ताप ऊर्जा इनपुट;
- (20) "हाई टेंशन (एचटी)" का अर्थ है 440 वोल्ट से अधिक का वोल्टेज स्तर;
- (21) "स्थापित क्षमता" या 'आईसी' का अर्थ है आयोग द्वारा समय-समय पर अनुमोदित जनरेटिंग स्टेशन की सभी यूनिटों की नाममात्र क्षमता या क्षमता उत्पादन स्टेशन का (जनरेटर टर्मिनलों की गणना के आधार पर) योग;
- (22) "आंतरिक-कनेक्शन बिंदु" का अर्थ अक्षय ऊर्जा उत्पादन सुविधा का इंटरफ़ेस बिंदु है जिसके साथ पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली, जैसा भी मामला हो, की सुविधा हो:
- पवन ऊर्जा परियोजनाओं और सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में आंतरिक-कनेक्शन बिंदु पूर्लिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर आउटगोइंग फीडर पर लाइन आइसोलेटर होगा;
 - लघु पनबिजली, बायोमास बिजली और सौर तापीय बिजली परियोजनाओं के संबंध में, आंतरिक-कनेक्शन बिंदु जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड पर आउटगोइंग फीडर पर लाइन आइसोलेटर होगा;
- (23) "द्वीप क्षेत्र" का अर्थ अंडमान और निकोबार द्वीप समूह और लक्षद्वीप से है जो आयोग के अधिकार क्षेत्र में हैं;
- (24) "लाइसेंस" का अर्थ है अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत दिया गया लाइसेंस;
- (25) "लो टेंशन (एलटी)" का अर्थ है सामान्य परिस्थितियों के अंतर्गत फेज़ और न्यूट्रल के बीच 230 वोल्ट या किन्हीं दो फेज़ के बीच 440 वोल्ट बशर्ते कि यह समय-समय पर अनुमेय प्रतिशत अंतर के अधीन हो;

- (26) "मेनलैंड क्षेत्र" का अर्थ है आयोग के अधिकार क्षेत्र में आने वाले द्वीप क्षेत्रों के अलावा सभी क्षेत्र;
- (27) "अधिकतम मांग" का अर्थ है किसी उपभोक्ता के आपूर्ति स्थल पर औसत केवीए या किलोवाट में मापा जाने वाला उच्चतम लोड, जो किसी भी अवधि के दौरान लगातार 30 (तीस) मिनट समय ब्लॉक के लिए हो या बिलिंग अवधि के दौरान आयोग द्वारा प्रदान किया गया हो;
- (28) "एमएनआरई" का अर्थ है नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार;
- (29) "नगरपालिका ठोस अपशिष्ट" या "एमएसडब्ल्यू" का अर्थ है औद्योगिक या खतरनाक ठोस या अर्ध-ठोस रूप में उत्पन्न होने वाले वाणिज्यिक और आवासीय अपशिष्ट, जिसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट को छोड़कर उपचारित जैव-चिकित्सा अपशिष्ट शामिल है;
- (30) "प्रचालन और रखरखाव व्यय" या 'ओएंडएम व्यय' का अर्थ परियोजना के संचालन और रखरखाव पर होने वाला व्यय है, और इसमें मैनपावर, मरम्मत, पुर्जों, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और ऊपरी खर्च शामिल है;
- (31) किसी निर्धारित अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन के संबंध में "संयंत्र लोड कारक या (पीएलएफ)" का अर्थ है इस अवधि के दौरान अनुसूचित उत्पादन से संबंधित भेजी गई ऊर्जा, जिसे उस अवधि में स्थापित क्षमता के संबंध में भेजी गई ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है और इसकी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

एन

$$\text{पीएलएफ} = 10000 \times \text{जीएसजी} / \{\text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्सएन})\} \%,$$

जहां,

आईसी = उत्पादन स्टेशन या यूनिट की संस्थापित क्षमता मेगावाट में,

एसजी_{आई} = अवधि के आई^{वै} समय ब्लॉक के लिए एमडब्ल्यूएच में अनुसूचित उत्पादन,

एन = अवधि के दौरान समय ब्लॉक की संख्या, और

एयूएक्सएन = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में सामान्य सहायक ऊर्जा खपत;

- (32) "प्लाज्मा गैसीकरण" एक गैर-दहन, नॉन-थर्मल (ठंडा) के साथ-साथ प्लाज्मा के उपयोग द्वारा की जाने वाली थर्मल (गर्म) प्रक्रिया है, जो कार्बनिक और अकार्बनिक पदार्थ को साइनगैस (संश्लेषण गैस मुख्य रूप से हाइड्रोजन और कार्बन मोनोऑक्साइड से बनती है) पेय जल और हरित ईंधन में परिवर्तित करती है। प्लाज्मा गैस को आयनीकृत करने के लिए बनाया जाता है और अपशिष्ट पदार्थ को साइनगैस में परिवर्तित करता है जिसे ब्रेटन ताप चक्र के माध्यम से बिजली उत्पन्न करने के लिए चैनल किया जाता है।
- (33) "परियोजना" का अर्थ आंतरिक-कनेक्शन बिंदु तक किसी उत्पादन स्टेशन या निकासी प्रणाली, जैसी भी स्थिति हो, से है और लघु हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के मामले में इसमें उत्पादन सुविधा जैसे बांध, इंटेक वाटर कंडक्टर प्रणाली, विद्युत उत्पादन स्टेशन और योजना की उत्पादन यूनिटें शामिल हैं, जैसा कि विद्युत उत्पादन के रूप में विभाजित है;
- (34) "अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन" या 'आरडीएफ' का अर्थ है क्लोरीनयुक्त प्लास्टिक के अलावा ठोस अपशिष्ट के अलग किए गए दहन खंड, जिन्हें सुखाने, डी-स्टोनिंग, श्रेडिंग, निर्जलीकरण प्रक्रिया द्वारा उत्पादित छर्नी या रोयां के रूप में अलग-अलग किया जाता है और नगरपालिका ठोस अपशिष्ट के संकुचित दहनशील घटकों का उपयोग ईंधन के रूप में किया जा सकता है;
- (35) "अक्षय ऊर्जा" या "आरई" का अर्थ नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ग्रिड गुणवत्ता बिजली से है;
- (36) "नवीकरणीय ऊर्जा बिजली संयंत्र" का अर्थ ऐसे विद्युत संयंत्रों से है जिनसे पारंपरिक विद्युत संयंत्रों के अलावा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से ग्रिड गुणवत्ता बिजली का उत्पादन होता है;
- (37) "अक्षय ऊर्जा स्रोत" का अर्थ लघु हाइड्रो, पवन, सौर जैसे ऐसे नवीकरणीय स्रोतों से है जिसमें संयुक्त चक्र, बायोमास, जैव ईंधन सह-उत्पादन, शहरी या नगरपालिका अपशिष्ट और अन्य एमएनआरई द्वारा

अनुमोदित स्रोतों के साथ इसका एकीकरण शामिल है;

- (38) "लघु हाइड्रो" का अर्थ हाइड्रो विद्युत परियोजनाओं से है जिनकी स्टेशन क्षमता 25 मेगावाट तक है;
- (39) "सोलर पीवी पॉवर" का अर्थ सौर फोटो वोल्टिक विद्युत परियोजना से है जिसका इस्तेमाल फोटो वोल्टिक के माध्यम से बिजली में प्रत्यक्ष रूपांतरण के लिए सूरज की रोशनी का उपयोग किया जाता है,
- (40) "सोलर थर्मल पॉवर" का अर्थ सौर तापीय ऊर्जा परियोजना से है जो सूर्य के प्रकाश का इस्तेमाल सकेन्द्रित सौर विद्युत प्रौद्योगिकी के माध्यम से किसी भी लाइन फोकस या बिंदु केंद्रित सिद्धांत के आधार पर बिजली में रूपांतर करने के लिए करता है;
- (41) "शुल्क अवधि" का अर्थ उस अवधि से है जिसके लिए आयोग द्वारा टैरिफ का निर्धारण इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर किया जाना है;
- (42) किसी लाइसेंसधारी के संबंध में "टैरिफ ऑर्डर" का अर्थ है संबंधित लाइसेंसधारी के लिए आयोग द्वारा जारी किया गया अंतिम आर्डर, जिसमें बिजली की आपूर्ति के लिए उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों से लाइसेंसधारी द्वारा लिया जाने वाला टैरिफ दर्शाया गया हो;

स्पष्टीकरण: वितरण प्रणाली से जुड़ा कोई भी वितरण लाइसेंसधारी, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और उत्पादन यूनिटें जो वितरण प्रणाली से जुड़ी हैं और ट्रांसमिशन या वितरण प्रणाली की इस व्यवस्था में खुली पहुंच का लाभ उठाने वाले व्यक्ति भी शामिल हैं;

- (43) "ज्वार संबंधी शक्ति" का अर्थ है ज्वार संबंधी बिजली परियोजनाएँ, जो बिजली उत्पन्न करने के लिए ज्वारीय तरंगों से प्राप्त ऊर्जा का उपयोग करती हैं;
- (44) किसी उत्पादक स्टेशन की एक यूनिट के संबंध में "उपयोगी जीवन", जिसमें निकासी प्रणाली शामिल है जिसका अर्थ ऐसी उत्पादन सुविधा के वाणिज्यिक संचालन (सीओडी) की तारीख से निम्नलिखित अवधि है, अर्थात्:-

क)	पवन ऊर्जा विद्युत परियोजना	25 वर्ष
ख)	रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी सहित बायोमास बिजली परियोजना	20 वर्ष
ग)	लघु हाइड्रो संयंत्र	35 वर्ष
घ)	नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) / और अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन (आरडीएफ) आधारित बिजली परियोजना	20 वर्ष
ड.)	ऊर्जा भंडारण सहित या उसके बिना सौर पीवी / सौर ताप विद्युत परियोजना	25 वर्ष
च)	हाइब्रिड पवन और सौर	25 वर्ष
छ)	बायोमास गैसीफायर आधारित बिजली परियोजना	20 वर्ष
ज)	बायोगैस आधारित बिजली परियोजना	20 वर्ष;

- (45) "वर्ष" का अर्थ वित्तीय वर्ष से है।

2.5 उपर्युक्त के अनुसार और जब तक कि अन्यथा संदर्भ के प्रतिकूल न हो या यदि अन्यथा संबंधित विषय में यह अपेक्षित हो कि इन विनियमों में प्रयुक्त ऐसे शब्द और अभिव्यक्तियां जिन्हें यहां परिभाषित नहीं किया गया है परंतु अधिनियम, या आयोग द्वारा जारी अन्य विनियमों में परिभाषित किया गया है, का वही अर्थ होगा जो उन्हें आयोग द्वारा जारी अधिनियम या अन्य किसी विनियम में क्रमशः प्रदान किया गया है।

3. आवेदन का दायरा और सीमा

- 3.1 ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां बिजली उत्पादन स्टेशन के लिए टैरिफ या नियंत्रण अवधि के दौरान

और ऊर्जा के अक्षय स्रोतों पर आधारित उसकी कोई यूनिट स्थापित की गई हो, जिसका निर्धारण अधिनियम की धारा 86 के साथ पठित धारा 62 के अंतर्गत किया जाता है।

- 3.2 बशर्ते कि पवन, लघु हाइड्रो परियोजना, रानकिन चक्र पर आधारित बायोमास विद्युत, ऊर्जा भंडारण सहित और उसके बिना सोलर पीवी, सोलर थर्मल पावर परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर, बायोगैस विद्युत परियोजना, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट, अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाएं, शीत प्लाज्मा गैसीकरण परियोजनाएँ और ज्वारीय तरंग बिजली परियोजनाओं के मामले में ये विनियम इन विनियमों के विनियमन 4 में निर्दिष्ट पात्रता मानदंडों की पूर्ति के अधीन लागू होंगे।

4. पात्रता मापदंड

- (1) पवन ऊर्जा परियोजना - राज्य नोडल एजेंसी / राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थलों पर स्थित नए पवन टर्बाइन जनरेटरों का उपयोग करना;
- (2) लघु हाइड्रो परियोजना - नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करके राज्य नोडल एजेंसी/ राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थलों पर स्थित लघु हाइड्रो परियोजनाएं, जिनकी स्थापित बिजली संयंत्र क्षमता एकल स्थान पर 25 मेगावाट से कम या उसके बराबर हो;
- (3) सोलर पीवी और सोलर थर्मल पावर परियोजना- एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित;
- (4) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना - यह परियोजना बायोमास गैसीफायर-आधारित बिजली परियोजना कही जाती है, यदि यह नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली हो जो 100% उत्पादक गैस इंजन के साथ-साथ एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर प्रौद्योगिकियों का उपयोग करती है;
- (5) रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना - रैंकिन चक्र तकनीक पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करते हुए तथा जीवाश्म ईंधन के उपयोग के बिना बायोमास ईंधन स्रोतों का उपयोग करते हुए बायोमास विद्युत परियोजना;
- (6) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना - इस परियोजना को तभी बायोगैस-आधारित बिजली परियोजना के योग्य माना जाएगा यदि यह नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है जो 100% बायोगैस संचालित इंजन का उपयोग करने के साथ-साथ कृषि अवशेषों, खाद और किसी भी अन्य जैव-अपशिष्ट के लिए बायोगैस प्रौद्योगिकी का उपयोग करती है और अन्य कोई जैव अपशिष्ट जिसे एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है;
- (7) नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित बिजली परियोजनाएँ - यह परियोजना नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित विद्युत परियोजना कहलाएगी, यदि यह रैंकिन चक्र तकनीक पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी तथा नगरपालिका ठोस अपशिष्ट का ईंधन स्रोतों के रूप में उपयोग कर रही है;
- (8) अपशिष्ट से उत्पादित ईंधन (आरडीएफ) आधारित बिजली परियोजनाएं - परियोजना को अपशिष्ट से उत्पादित ईंधन (आरडीएफ) के योग्य माना जाएगा यदि इसमें रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी तथा ईंधन स्रोतों के रूप में अपशिष्ट से उत्पादित ईंधन (आरडीएफ) का उपयोग किया जाता है;
- (9) प्लाज्मा गैसीकरण आधारित विद्युत परियोजनाएँ - इस परियोजना को "प्लाज्मा गैसीकरण आधारित विद्युत परियोजना" कहा जाएगा यदि यह प्लाज्मा गैसीकरण तकनीक पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और इसका उपयोग अपशिष्ट उपचार के रूप में व्यावसायिक रूप से किया जाता है तथा इसकी नगरपालिका ठोस अपशिष्ट, बायोमास, औद्योगिक अपशिष्ट, खतरनाक अपशिष्ट और ठोस हाइड्रोकार्बन के गैसीकरण के लिए कोयला, तेल रेत, पेट कोक और ऑयल शेल के रूप में जांच की गई है।
- (10) ज्वार संबंधी तरंग ऊर्जा परियोजनाएं - इस परियोजना को ज्वार लहर बिजली परियोजनाएं कहा जाएगा,

जो ज्वार की तरंगों से प्राप्त ऊर्जा का उपयोग बिजली का उत्पादन करने के लिए करती है।

अध्याय - 1: सामान्य सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि

इन विनियमों के तहत नियंत्रण अवधि इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से शुरू होने वाले वर्ष से तीन (3) वर्ष, या नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर आयोग द्वारा बढ़ाई गई अवधि के अनुसार होगी। नियंत्रण अवधि का पहला वर्ष वित्तीय वर्ष 2019-20 होगा; बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के दौरान स्थापित आरई परियोजनाओं का टैरिफ इन विनियमों के अनुसार निर्धारित हो, जो नीचे दिए गए विनियम 6 में निर्दिष्ट अनुसार टैरिफ अवधि की पूरी अवधि के लिए लागू रहेंगे:

6. टैरिफ अवधि

- 6.1 नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधि विनियमन 2.4 (44) में उनके उपयोगी जीवन के अनुसार परिभाषित होगी।
- 6.2 इन विनियमों के तहत टैरिफ अवधि पर संबंधित ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से विचार किया जाएगा।
- 6.3 इन विनियमों के अनुसार निर्धारित शुल्क खंड (6.1) और (6.2) के तहत निर्धारित अवधि के रूप में टैरिफ अवधि की पूरी अवधि के लिए नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं पर लागू होगा।

7 जेनेरिक टैरिफ

- 7.1 आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार निम्न प्रकार की परियोजनाओं के लिए जेनेरिक टैरिफ निर्धारित किया जाएगा:

- (1) सौर पीवी (सकल मीटरिंग के लिए);
- (2) पवन ऊर्जा आधारित परियोजनाएं;
- (3) लघु जल आधारित परियोजनाएं;

बशर्ते कि विशेष परिस्थितियों में, परियोजना विकासकर्ता उपर्युक्त प्रकार की परियोजनाओं के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग से संपर्क कर सकता है:

आगे यह भी कि जैनेरिक टैरिफ ऑर्डर के माध्यम से आयोग द्वारा निर्धारित जेनेरिक टैरिफ पूंजीगत राजसहायता के प्रभाव से मुक्त होगा:

बशर्ते यह भी कि यदि उपरोक्त प्रकार की परियोजनाओं के तहत कोई भी परियोजना सरकारी राजसहायता से लाभान्वित होती है, तो परियोजना विकासकर्ता परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग से संपर्क करेगा:

बशर्ते कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार पूंजीगत लागत, ओएंडएम व्यय और क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र लोड कारक (जैसा लागू हो) को छोड़कर वित्तीय और प्रचालन मानदंड परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय सीलिंग मानदंड होंगे।

8. परियोजना विशिष्ट शुल्क

- 8.1 आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट टैरिफ, मामला दर मामला आधार पर, निम्न प्रकार की परियोजनाओं के लिए निर्धारित किया जाएगा:

- (1) सोलर थर्मल;
- (2) रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना;
- (3) बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं;

- (4) बायोगैस आधारित परियोजनाएं;
 - (5) एमएनआरई द्वारा अनुमोदित अनुसार रैंकिन चक्रीय प्रौद्योगिकी और प्लाज्मा गैसीकरण से उत्पन्न नगरपालिका ठोस अपशिष्ट, ईंधन आधारित परियोजनाएं;
 - (6) ज्वारीय विद्युत परियोजनाएं;
 - (7) सोलर पीवी के साथ / बिना बैटरी बैंक (हाइब्रिड या पृथक)
 - (8) सौर और पवन हाइब्रिड
 - (9) एमएनआरई द्वारा अनुमोदित अनुसार अन्य कोई नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी,
 - (10) विनियमन 7.1 के तीसरे प्रावधान के अनुसार, सरकारी राजसहायता की मांग करने वाली परियोजना।
- 8.2 ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली के उत्पादन के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण ऐसी निबंधन एवं शर्तों के अनुसार होगा जैसा कि आयोग के प्रासंगिक आदेशों के तहत निर्धारित किया गया है:
- 8.3 इस विनियमन के खंड 8.1 में उल्लिखित प्रौद्योगिकियों के लिए कोई वार्षिक सामान्य टैरिफ निर्धारित नहीं किया जाएगा:
- बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट वित्तीय और परिचालन मानदंड परियोजना विशिष्ट शुल्क निर्धारित करते समय राजसहायता राशि (यदि कोई हो) के लिए उपयुक्त रूप से समायोजित निर्धारित मानदंड होंगे।
9. टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका और कार्यवाही
- 9.1 आयोग संबंधित वर्ष में शुरू होने वाली परियोजनाओं के लिए विनियम 7 में उल्लिखित नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष की शुरुआत में सामान्य टैरिफ का निर्धारण करेगा।
- 9.2 परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए एक याचिका परियोजना विकासकर्ता द्वारा दायर की जाएगी और इसमें निम्नलिखित संलग्न होगा:
- 9.2.1 फॉर्म 1.1, 1.2, 2.1 और 2.2 में लागू अनुसार सूचना, और जैसा कि इन विनियमों में जोड़ा गया है;
- 9.2.2 याचिका दायर करने के लिए शुल्क, जैसा लागू हो;
- 9.2.3 निम्नलिखित को शामिल करते हुए विस्तृत परियोजना रिपोर्ट:
- क) तकनीकी और परिचालन विवरण;
 - ख) साइट विशिष्ट पहलू;
 - ग) पूंजीगत लागत और वित्तपोषण योजना, आदि के लिए आधार;
 - घ) सभी लागू निबंधन एवं शर्तों का एक विवरण;
 - ड.) उस अवधि के लिए अपेक्षित व्यय जिसके लिए टैरिफ निर्धारित किया जाना है;
 - च) विवरण जिसमें केंद्र सरकार और / या राज्य सरकार / प्रशासन से प्राप्त होने वाली किसी भी राजसहायता और प्रोत्साहन की गणना का पूर्ण ब्यौरा हो;
 - छ) राजसहायता और प्रोत्साहन पर विचार किए बिना प्रस्तावित टैरिफ की गणना करना (परस्पर सक्रिय एक्सेल प्रारूप में कार्यशील)।
- 9.2.4 वितरण लाइसेंसधारी से आयोग द्वारा प्रारंभिक ऊर्जा खरीद समझौते (ईपीए), समझौता-ज्ञापन (एमओयू) या क्षेत्र के वितरण लाइसेंसधारी से पत्र के रूप में अनुमोदित टैरिफ पर बिजली खरीदने की सहमति।
- 9.2.5 कोई अन्य जानकारी जो आयोग याचिकाकर्ता से प्रस्तुत करने की अपेक्षा करता हो।
- 9.2.6 टैरिफ के निर्धारण की कार्यवाही जेईआरसी (व्यवसाय संचालन) विनियम, 2009 के अनुसार समय-समय पर संशोधित की जाएगी।

10. नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद

10.1 नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों, जिसका सामान्य टैरिफ आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता है, के लिए वितरण लाइसेंसधारक ऐसी परियोजनाओं से या तो आयोग द्वारा अनुमोदित या प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से अनुमोदित बिजली खरीद सकता है:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी आयोग द्वारा अनुमोदित 1 मेगावाट और अधिक के लिए सामान्य टैरिफ पर अपने लाइसेंस क्षेत्र में स्थापित किसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना/ परियोजनाओं से बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, तो वितरण लाइसेंसधारक पूर्व ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना / परियोजनाओं से बिजली खरीदने के लिए ऊर्जा क्रय समझौते के पूर्व अनुमोदन के लिए याचिका दायर करेगा; और

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार, प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, तो आयोग द्वारा निर्धारित सामान्य टैरिफ अधिकतम सीमा टैरिफ के रूप में कार्य करेगा और बिजली की ऐसी खरीद के लिए वितरण लाइसेंसधारक अधिनियम की धारा 63 के तहत टैरिफ को अपनाने के लिए याचिका दायर करेगा;

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी ग्रिड कनेक्टेड रूफटॉप माउंटेड, ग्राउंड माउंटेड और फ्लोटिंग सोलर विद्युत परियोजना से 1 मेगावाट से कम और 1 कि.वाट से अधिक की क्षमता वाली जेनेरिक टैरिफ में सोलर पीवी के लिए ऊर्जा क्रय करार की विशिष्ट स्वीकृति के बिना बिजली खरीद सकता है:

बशर्ते कि यदि परियोजना विकासकर्ता एकल छत पर दो ग्रिड कनेक्टेड रूफटॉप माउंटेड परियोजना स्थापित करना चाहता है, तो नेट मीटरिंग के लिए एक और सकल मीटरिंग के तहत वितरण लाइसेंसधारी को बिजली की आपूर्ति के लिए, इन दो परियोजनाओं हेतु रूफटॉप क्षेत्र को अलग से चिह्नित किया जाएगा और दो परियोजनाओं को इनके बीच किसी भी इंटरफ़ेस के बिना अलग से स्थापित किया जाएगा।

10.2 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं, जिसके लिए आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारित किया जाता है, वितरण लाइसेंसधारी ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना (ओं) से बिजली की खरीद के लिए ऊर्जा क्रय समझौते की पूर्व स्वीकृति के लिए याचिका दायर करेगा:

बशर्ते कि परियोजना विकासकर्ता और वितरण लाइसेंसधारक ईपीए के अनुमोदन के लिए याचिका दायर करने और टैरिफ का निर्धारण करने का विकल्प चुनते हैं, तो परियोजना विकासकर्ता और वितरण लाइसेंसधारक इस संबंध में संयुक्त याचिका दायर करेंगे।

10.3 वितरण लाइसेंसधारक समय-समय पर लागू नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद के लिए सभी वैधानिक और विनियामक प्रावधानों का पालन करेंगे।

सभी नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों को 'अनिवार्य प्रचालन' बिजली संयंत्रों के रूप में माना जाएगा और ऐसे बिजली संयंत्रों से वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बिजली की खरीद 'मेरिट ऑर्डर डिस्पैच' सिद्धांतों के अधीन नहीं होगी। बशर्ते कि 5 मेगावाट और उससे अधिक की स्थापित क्षमता वाले नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र को वितरण लाइसेंसधारी को एक माह की समय-सारणी प्रस्तुत करनी होगी। राज्य ग्रिड कोड के प्रावधानों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र बिजली की अधिकतम शेड्यूलिंग और प्रेषण के संबंध में राज्य लोड प्रेषण केंद्र के साथ समन्वय करेगा।

11. टैरिफ अवसंरचना

11.1 नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ एकल-भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित नियत लागत घटक शामिल होंगे:

क) संचालन और रखरखाव व्यय;

ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;

ग) मूल्यहास;

घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

ड.) इक्विटी पर प्रतिलाभ:

बशर्ते कि ईंधन लागत घटक वाली बायोमास विद्युत परियोजनाओं जैसी नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, दो घटकों के साथ एकल-भाग शुल्क, नियत लागत घटक और ईंधन लागत घटक निर्धारित किए जाएंगे।

12. टैरिफ डिजाइन

12.1 टैरिफ अवधि के लिए आधारभूत स्तर पर परियोजना के चालू होने के वर्ष को देखते हुए सामान्य टैरिफ का निर्धारण किया जाएगा:

बशर्ते कि दो घटकों की एकल-भाग टैरिफ वाली नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, टैरिफ को नियत लागत घटक के लिए परियोजना को चालू करने के वर्ष पर विचार करते हुए स्तर के आधार पर निर्धारित किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत घटक प्रचालन के वर्ष के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

12.2 स्तरीय टैरिफ गणना के उद्देश्य से कर पश्चात् भारित पूंजीगत औसत लागत के बराबर छूट कारक पर विचार किया जाएगा।

12.3 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के 'उपयोगी जीवन' के लिए स्तर का निर्धारण किया जाएगा।

12.4 उपरोक्त सिद्धांत परियोजना विशिष्ट टैरिफ पर भी लागू होंगे।

अध्याय-2: वित्तीय सिद्धांत

13. पूंजीगत लागत

13.1 बाद के प्रौद्योगिकी विशिष्ट अध्यायों में विनिर्दिष्ट अनुसार पूंजीगत लागत के मानकों में सभी पूंजी कार्य शामिल होंगे जिनमें संयंत्र और मशीनरी, परिवहन लागत, सिविल कार्य, और चालू करना, निर्माण के दौरान वित्तपोषण और ब्याज, तथा आंतरिक-कनेक्शन बिंदु तक निकासी ढांचा सम्मिलित होंगे:

बशर्ते कि परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के लिए, उत्पादन कंपनी नियम 9 के अंतर्गत विनिर्दिष्ट तरीके से अपनी याचिका के साथ-साथ पूंजीगत लागत मदों का ब्यौरा प्रस्तुत करेगी।

14. ऋण इक्विटी अनुपात

14.1 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से, निम्नलिखित प्रावधान लागू होंगे:

क) 70:30 के ऋण इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा:

बशर्ते कि यदि निवेश की गई इक्विटी 30% (तीस प्रतिशत) से कम हो, तो वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा, और यदि वास्तव में निवेश की गई इक्विटी पूंजी की लागत का 30% (तीस प्रतिशत) से अधिक है, तो 30% (तीस प्रतिशत) से अधिक इक्विटी को मानक ऋण के रूप में माना जाएगा:

बशर्ते आगे यह कि निवेश की गई इक्विटी और विदेशी मुद्रा में लिए गए ऋण को ऐसे निवेश की तारीख को भारतीय रिजर्व बैंक द्वारा अधिसूचित विक्रय दरों का उपयोग करके भारतीय रुपए में अधिसूचित किया जाएगा।

ख) आयोग इन विनियमों के तहत टैरिफ का निर्धारण करते समय केंद्र या राज्य सरकार या किसी अन्य एजेंसी द्वारा दी जाने वाली किसी भी पूंजी अनुदान या सब्सिडी पर विचार करेगा।

15. ऋण और वित्त प्रभार

15.1 ऋण अवधि

टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से, 12 वर्षों के ऋण कार्यकाल पर विचार किया जाएगा।

15.2 ब्याज दर

क) विनियम 14 में दर्शाए गए तरीके से निकाले गए ऋण को उसके ब्याज की गणना के लिए सकल मानक ऋण माना

जाएगा।

- ख) प्रत्येक वर्ष की 1 अप्रैल को बकाया मानक ऋण को सकल मानक ऋण से पिछले वर्ष के 31 मार्च तक संचयी चुकाए गए ऋण से घटाकर निकाला जाएगा।
- ग) मुख्यभूमि क्षेत्रों में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए टैरिफ की गणना के उद्देश्य से नीचे दी गई तालिका में उल्लिखित मानक ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

तालिका: मानक ब्याज दर

विवरण	ब्याज दरें
मुख्य भूमि	पिछले उपलब्ध छह महीने के दौरान प्रचलित एसबीआई एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 200 आधार अंक
द्वीप समूह	पिछले उपलब्ध छह महीने के दौरान प्रचलित एसबीआई एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 300 आधार अंक

- घ) उत्पादन कंपनी द्वारा ली गई ब्लूट अवधि के बावजूद, ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से माना जाएगा और यह अनुमेय वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगा।
16. मूल्यहास
- 16.1 मूल्यहास के उद्देश्य के लिए मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगा।
- 16.2 परिसंपत्ति का निस्तारण मूल्य 10% माना जाएगा और मूल्यहास को परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक की अनुमति दी जाएगी।
- 16.3 प्रति वर्ष 5.83% की मूल्यहास दर पहले 12 वर्षों के लिए मानी जाएगी और शेष मूल्यहास परियोजना के निस्तारण मूल्य को परियोजना लागत के 10% के रूप में मानते हुए आरई परियोजनाओं के शेष उपयोगी जीवन के दौरान तक होगा।
- 16.4 वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से मूल्यहास कर योग्य होगा:
बशर्ते कि वर्ष के भाग के लिए परिसंपत्ति का वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में, मूल्यहास को यथानुपात के आधार पर लिया जाएगा।
17. **इक्विटी पर प्रतिलाभ**
- 17.1 विनियम 14 के अंतर्गत निर्धारित अनुसार इक्विटी के लिए मूल्य आधार पूंजी लागत या वास्तविक इक्विटी (परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में) का 30% होगा।
- 17.2 इक्विटी पर मानक प्रतिलाभ होगा:
- क) मुख्यभूमि क्षेत्रों में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए 14%;
- ख) द्वीप समूह क्षेत्रों में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए 16%;
- जो परियोजना के पूरे उपयोगी जीवन के लिए टैरिफ के निर्धारण के समय उपलब्ध वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर का योग होगा।
18. कार्यशील पूंजी पर ब्याज
- 18.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो पॉवर, सौर पीवी और सौर तापीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगी:
- क) एक माह का प्रचालन और रखरखाव व्यय;
- ख) यथालागू मानक क्षमता उपयोगिता कारक (सीयूएफ / पीएलएफ) पर गणना की गई बिजली की बिक्री के

लिए 2 (दो) माह के ऊर्जा शुल्क के बराबर प्राप्तियां;

- ग) रखरखाव अतिरिक्त व्यय प्रचालन और रखरखाव व्यय के 15% की दर से।
- 18.2 रैंकिन चक्रीय प्रौद्योगिकी, बायोगैस, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन परियोजनाओं, और प्रशीतन प्लाज्मा परियोजनाओं की गणना निम्नलिखित खंड के अनुसार की जाएगी:
- क) मानक संयंत्र लोड कारक (पीएलएफ) के लिए चार माह की ईंधन लागत;
- ख) एक माह का प्रचालन और रखरखाव व्यय;
- ग) लक्षित पीएलएफ पर हिसाब लगाई गई बिजली की बिक्री के लिए नियत और परिवर्तनीय प्रभार के 2 (दो) माह के बराबर प्राप्तियां;
- घ) 15% वार्षिक प्रचालन और रखरखाव व्यय की दर से रखरखाव व्यय।
- 18.3 कार्यशील पूंजी पर ब्याज की सामान्य दर पर निम्नानुसार विचार किया जाएगा:

तालिका: मानक कार्यशील पूंजी ब्याज दर

विवरण	ब्याज दरें
मुख्य भूमि	पिछले उपलब्ध छह महीने के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 300 आधार अंक
द्वीप समूह	पिछले उपलब्ध छह महीने के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर (एक वर्ष की अवधि) + 400 आधार अंक

19. सीयूएफ / पीएलएफ की गणना:
- 19.1 विभिन्न आरई प्रौद्योगिकियों के लिए सीयूएफ / पीएलएफ (जहाँ भी लागू हो) की गणना के लिए घंटों की संख्या 8760 होगी।
20. प्रचालन और रखरखाव व्यय
- 20.1 प्रचालन और रखरखाव' या ओएंडएम व्यय में मरम्मत और रखरखाव (आरएंडएम), कर्मचारी व्यय सहित स्थापना, और प्रशासनिक और सामान्य (एएंडजी) व्यय शामिल होंगे।
- 20.2 ओएंडएम व्यय को मानक ओएंडएम व्यय के आधार पर निर्धारित किया जाएगा जैसा कि आयोग द्वारा बाद में इन विनियमों में पहले वर्ष की नियंत्रण अवधि के लिए निर्दिष्ट किया गया है।
- 20.3 इन विनियमों के अंतर्गत नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्त वर्ष 2019-20) के पहले वर्ष के दौरान अनुमेय मानक ओएंडएम व्ययों को पिछले तीन वर्षों में आर्थिक सलाहकार का कार्यालय, वाणिज्य और उद्योग मंत्रालय, भारत सरकार के अनुसार 60% अधिमान तथा पिछले तीन वर्षों में श्रम ब्यूरो, भारत सरकार के अनुसार औद्योगिक श्रमिकों (अखिल भारत) के लिए वास्तविक उपभोक्ता मूल्य सूचकांक के लिए 40% अधिमान देते हुए बढ़ाया जाएगा।
21. छूट
- 21.1 साख पत्र के माध्यम से उत्पादक कंपनी को बिलों के भुगतान के लिए 2% की छूट दी जाएगी।
- 21.2 जहां भुगतान उत्पादन कंपनी के बिल प्रस्तुत किए जाने के एक माह के भीतर साख-पत्र के अलावा किसी अन्य तरीके से किया जाता है, वहां 1% की छूट की अनुमति दी जाएगी।

22. विलंब से किए गए भुगतान पर उप-प्रभार
- 22.1 यदि इन विनियमों के तहत देय किसी भी बिल के भुगतान में बिल की प्राप्ति की तारीख से 60 दिनों की अवधि से अधिक का विलंब होता है, तो उत्पादक कंपनी द्वारा प्रति माह 1.25% की दर से विलंबित भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।
23. सीडीएम लाभ साझा करना
- 23.1 स्वीकृत सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट की आय (यदि कोई हो) का सृजन करने वाली कंपनी और संबंधित वितरण कंपनी के बीच साझा की जाएगी, जो कि निम्नलिखित प्रकार से नवीकरणीय बिजली खरीद रही है, अर्थात् सीडीएम लाभ के कारण सकल आय का 100% लाभ उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद पहले वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा बनाए रखा जाएगा;
- 23.2 दूसरे वर्ष में, वितरण कंपनी की हिस्सेदारी 10% होगी, जो हर वर्ष 10% की दर से उत्तरोत्तर 50% तक बढ़ जाएगी, जहाँ उत्पादन करने वाली कंपनी और वितरण कंपनी द्वारा आय को समान अनुपात में साझा किया जाएगा।
24. केंद्र / राज्य सरकार द्वारा राजसहायता या प्रोत्साहन
- 24.1 इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ का निर्धारण करते समय नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों के लिए यदि उत्पादन कंपनी द्वारा लाभ लिया जाता है, तो आयोग केंद्र या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित किसी भी प्रोत्साहन या राजसहायता, जिसमें त्वरित मूल्यहास लाभ भी शामिल है, को ध्यान में रखा जाएगा:
- बशर्ते कि टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य से त्वरित मूल्यहास, यदि उपयोग किया जाता है, के कारण आयकर लाभ का पता लगाने के लिए निम्नलिखित सिद्धांतों पर विचार किया जाएगा:
- लाभ का आकलन आयकर अधिनियम और कॉर्पोरेट आयकर की दर के तहत प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार मानक पूंजीगत लागत, त्वरित मूल्यहास दर पर आधारित होगा;
 - वित्तीय वर्ष की दूसरी छमाही के दौरान आरई परियोजना का पूंजीकरण;
 - प्रतियूनिट लाभ पूंजी के भारित औसत लागत के बराबर छूट प्राप्त कारक के आधार पर स्तरीय आधार पर प्राप्त किया जाएगा।
25. **कर और शुल्क**
- 25.1 इन विनियमों के तहत निर्धारित टैरिफ उन करों और कर्तव्यों के अलावा होंगे जो उपयुक्त सरकार / प्रशासन द्वारा लगाए जा सकते हैं:
- बशर्ते कि उपयुक्त सरकार / प्रशासन द्वारा लगाए गए करों और शुल्कों को किए गए वास्तविक व्यय आधार पर पारित करने की अनुमति दी जाएगी।

अध्याय-3: पवन ऊर्जा के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

26. **पूंजीगत लागत**
- 26.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत में पवन टर्बाइन जेनरेटर की लागत शामिल होगी जिसमें इसकी सहायक कंपनियां, भूमि लागत, साइट विकास शुल्क और अन्य सिविल कार्य, साइट के लिए परिवहन प्रभार, अंतर संबद्ध बिंदु, वित्तीय प्रभार और निर्माण के दौरान ब्याज, तथा पूर्वानुमान और समय-निर्धारण से संबंधित पूंजी निवेश सम्मिलित होंगे।
- 26.2 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

क) मुख्यभूमिक क्षेत्र:	5.25 करोड़ रुपए/मेगावाट;
ख) द्वीप क्षेत्रों (अंडमान और निकोबार):	6.25 करोड़ रुपए/मेगावाट;
ग) द्वीप क्षेत्र (लक्षद्वीप):	7.00 करोड़ रुपए/मेगावाट;

27. क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)

27.1 इस नियंत्रण अवधि के लिए पवन ऊर्जा परियोजनाओं हेतु क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ) मान निम्नानुसार होगा:

गोवा	18%
अंडमान और निकोबार द्वीप समूह	18%
पुडुचेरी	21%
लक्षद्वीप	20%
दमन	19%
चंडीगढ़	18%
दादरा और नगर हवेली	18%
दीव	26%

28. संचालन और रखरखाव (ओएंडएम) व्यय

28.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष 2019-20 के लिए मानक ओएंडएम व्यय निम्नानुसार होगा:

क) मुख्यभूमि क्षेत्रों में पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत का 1.5%;

ख) द्वीप क्षेत्रों में पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत का 2%।

28.2 बाद के वर्षों के लिए मानक ओएंडएम व्यय विनियम 20.3 में निर्दिष्ट वृद्धि प्रणाली के अनुसार प्राप्त किया जाएगा।

29. सहायक उपभोग

29.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानक सहायक खपत 0.25% होगी।

अध्याय 4: लघु हाइड्रो परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

30. पूंजीगत लागत

30.1 लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

मुख्यभूमि क्षेत्रों में परियोजनाएँ:

क. 5 मेगावाट से कम: रु. 7.79 करोड़ / मेगावाट,

ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक: रु. 7.07 करोड़ / मेगावाट

द्वीप क्षेत्रों में परियोजनाएँ:

क. 5 मेगावाट से कम: रु. 10.50 करोड़ / मेगावाट,

ख. 5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक: रु. 9.00 करोड़ / मेगावाट

30.2 ऊपर निर्दिष्ट पूंजीगत लागत, नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की गई हो।

31. क्षमता उपयोग कारक

31.1 लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए सीयूएफ 30% होगा।

32. संबद्ध उपभोग

32.1 लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए सामान्य सहायक खपत 1.0% होगी।

33. प्रचालन और रखरखाव व्यय

33.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष 2019-20 के लिए मानक ओएंडएम व्यय निम्नानुसार होगा:

क) मुख्यभूमि क्षेत्रों में लघु हाइड्रल परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत का 2%;

ख) द्वीप क्षेत्रों में परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत का 2.5%।

33.2 बाद के वर्षों के लिए मानक ओएंडएम व्यय विनियम 20.3 में निर्दिष्ट वृद्धि तंत्र के अनुसार प्राप्त होंगे।

अध्याय 5: सौर पीवी विद्युत परियोजना (सकल मीटरिंग) के लिए

प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

34. प्रौद्योगिकी पहलू

34.1 इन विनियमों के तहत सौर फोटोवोल्टिक (पीवी) बिजली परियोजनाओं के मानक ग्रिड से जुड़ी पीवी प्रणालियों पर लागू होंगे जो सीधे सौर ऊर्जा को बिजली में परिवर्तित करते हैं और क्रिस्टलीय सिलिकॉन या पतली फिल्म, आदि जैसी तकनीकों पर आधारित हैं, जैसा कि एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है।

35. पूंजीगत लागत

35.1 सौर पीवी परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

क) मुख्यभूमि क्षेत्रों में सौर पीवी परियोजनाएं: रु. 5.00 करोड़ / मेगावाट (पूंजी सब्सिडी के बिना);

ख) द्वीप क्षेत्रों में सौर पीवी परियोजनाएं: रु. 6.00 करोड़ / मेगावाट (बिना पूंजी सब्सिडी)।

35.2 ऊपर निर्दिष्ट पूंजी लागत, नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की गई हो।

36. क्षमता उपयोग कारक

36.1 सौर पीवी परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ) निम्नानुसार दिखाए जाएंगे:

राज्य / संघ राज्य क्षेत्र	सीयूएफ %
पुडुचेरी	18%
दादरा और नगर हवेली	18%
लक्षद्वीप	17%
अंडमान और निकोबार द्वीप समूह	17%
दमन	18%
दीव	18%
चंडीगढ़	17%
गोवा	18%

बशर्ते कि आयोग विनियम 9 के अनुसार परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में मानक से विचलित हो सकता है।

37. प्रचालन और रखरखाव व्यय

37.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष **2019-20** के लिए मानक ओएंडएम व्यय निम्नानुसार होंगे:

क) मुख्यभूमि क्षेत्रों में सौर पीवी परियोजनाओं के लिए पहले वर्ष के लिए पूंजीगत लागत का 1.5%;

ख) द्वीप क्षेत्रों में सौर पीवी परियोजनाओं के लिए प्रथम वर्ष के लिए 2.0% पूंजीगत लागत।

37.2 बाद के वर्षों के लिए मानक ओएंडएम व्यय विनियम **20.3** में निर्दिष्ट वृद्धि तंत्र के अनुसार निकाले जाएंगे।

38. संबद्ध उपभोग

38.1 सहायक खपत कारक सकल उत्पादन का **0.25%** होगा:

बशर्ते कि आयोग विनियम 9 के अनुसार परियोजना विशिष्ट टैरिफ निर्धारण के मामले में उपरोक्त मानदंड से विचलित हो सकता है।

अध्याय 6: सोलर थर्मल पावर परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

39. प्रौद्योगिकी पहलू

39.1 इन विनियमों के तहत सौर तापीय ऊर्जा परियोजनाओं के मानक केंद्रित सौर ऊर्जा (सीएसपी) प्रौद्योगिकियों, अर्थात् लाइन फ़ोकसिंग या प्वाइंट फ़ोकसिंग पर लागू होंगे, जैसा कि एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जा जाएगा, और प्रत्यक्ष सूर्य के प्रकाश का उपयोग करके, इसे ऊर्जा घनत्व और इस प्रकार, उच्च तापमान तक पहुंचने के लिए अनेक बार ध्यान केंद्रित किया जाता है जिससे उत्पन्न गर्मी का उपयोग बिजली उत्पन्न करने के लिए एक पारंपरिक शक्ति चक्र को संचालित करने के लिए किया जाता है।

40. पूंजीगत लागत

40.1 आयोग सौर थर्मल विद्युत परियोजना के लिए प्रचलित बाजार रुझान के आधार पर केवल परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागत और टैरिफ का निर्धारण करेगा, जो टैरिफ निर्धारण के लिए याचिका देते समय मौजूद होगी।

41. क्षमता उपयोग कारक

41.1 आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट टैरिफ को मंजूरी देते हुए सौर तापीय विद्युत परियोजना के लिए सीयूएफ का निर्धारण किया जाएगा।

42. प्रचालन और रखरखाव व्यय

42.1 आयोग सौर थर्मल पावर परियोजना के लिए प्रचलित बाजार रुझान के आधार पर परियोजना विशिष्ट ओएंडएम व्यय का निर्धारण करेगा।

43. सहायक उपभोग

43.1 सहायक खपत कारक सकल मानक उत्पादन का 10% होगा।

अध्याय 7: रैंकिन चक्रीय प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड

44. प्रौद्योगिकी पहलू

44.1 यहां निर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदंड एयर-कूल्ड या वाटर-कूल्ड कंडेनसर का उपयोग करके रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी अनुप्रयोग पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए हैं।

45. पूंजीगत लागत

45.1 आयोग परियोजना विकासकर्ता द्वारा दायर याचिका पर बायोमास विद्युत परियोजना के लिए परियोजना विशिष्ट पूंजी लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

46. संयंत्र लोड कारक

46.1 टैरिफ का नियत चार्ज घटक निर्धारित करने के लिए 46.1 थ्रेशोल्ड पीएलएफ होगा:

क) 1 वर्ष के दौरान: 70%;

ख) दूसरे वर्ष से: 80%।

47. सहायक उपभोग

47.1 सहायक बिजली की खपत का कारक निम्नानुसार होगा: -

क) वाटर कूल्ड कंडेनसर के उपयोग वाली परियोजना के लिए:

- | | | |
|-----|--------------------------------|-----|
| i. | प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान: | 11% |
| ii. | दूसरे वर्ष के बाद से: | 10% |

ख) एयर कूल्ड कंडेनसर के उपयोग वाली परियोजना के लिए:

- | | | |
|-----|--------------------------------|-----|
| i. | प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान: | 13% |
| ii. | दूसरे वर्ष के बाद से: | 12% |

48. स्टेशन ताप दर

48.1 बायोमास बिजली परियोजनाओं के लिए स्टेशन हीट दर होगा:

क) ट्रेवलिंग ग्रेट बाँयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4200 केकैल/ कि.वाट;

ख) वायुमंडलीय फ्लुडाइज्ड बेड कंब्रेशन (एफबीसी) बाँयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4125 केकैल/ कि.वाट।

49. प्रचालन और रखरखाव व्यय

49.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष 2019-20 के लिए मानक ओएंडएम व्यय पहले वर्ष की पूंजीगत लागत का 5% होगा।

49.2 बाद के वर्षों के लिए मानक ओएंडएम व्यय विनियम 20.3 में निर्दिष्ट वृद्धि तंत्र के अनुसार निकाले जाएंगे।

50. ईंधन मिश्रण

50.1 बायोमास विद्युत संयंत्र को इस तरह से डिजाइन किया जाएगा कि यह एमएनआरई द्वारा अनुमोदित ईंधन के रूप में बायोमास विद्युत परियोजना के आसपास के क्षेत्र में उपलब्ध विभिन्न प्रकार के गैर-जीवाश्म ईंधन का उपयोग करे जैसे कि फसल अवशेष, कृषि-औद्योगिक अवशेष, वन अवशेष, और अन्य बायोमास।

50.2 बायोमास विद्युत उत्पादन कंपनियों संबंधित परियोजना आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने हेतु ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

50.3 आयोग द्वारा ईंधन की ईंधन कीमत और कैलोरी मान को परियोजना में उपयोग किए जाने वाले प्रस्तावित ईंधन के प्रकार को देखते हुए परियोजना विशिष्ट शुल्क के लिए दायर याचिका के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

50.4 आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण के समय बायोमास ईंधन मूल्य को एक स्वतंत्र अध्ययन, यदि आवश्यक हो, के आधार पर अनुमोदित किया जा सकता है, जिसे राज्य / केन्द्र राज्य क्षेत्रों की एक समिति का गठन करके किया जाना चाहिए जिसमें राज्य / संघ राज्य क्षेत्र नोडल एजेंसी, राज्य सरकार, वितरण लाइसेंसधारी, बायोमास बिजली उत्पादक संघ और कोई अन्य संगठन के प्रतिनिधि शामिल हों।

51. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

51.1 जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाना चाहिए।

52. जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए निगरानी तंत्र

52.1 परियोजना विकासकर्ता लाभार्थी को प्रत्येक माह के लिए मासिक ऊर्जा बिल के साथ चार्टर्ड एकाउंटेंट / लागत लेखाकार द्वारा विधिवत प्रमाणित एक मासिक ईंधन उपयोग विवरण और मासिक ईंधन खरीद विवरण (जीवाश्म और गैर-जीवाश्म ईंधन की निगरानी के लिए आयोग द्वारा नियुक्त उचित एजेंसी की एक प्रति सहित) प्रस्तुत करेगा।

52.2 किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन के उपयोग की शर्त का अनुपालन न

करने पर ऐसी बायोमास विद्युत परियोजना के लिए इन विनियमों के अनुसार टैरिफ की प्रयोज्यता वापस ले ली जाएगी।

53. उप-उत्पाद से राजस्व सृजन:

टैरिफ का निर्धारण करते समय उर्वरकों या चारकोल जैसे उत्पादों से उत्पन्न किसी भी राजस्व पर विचार किया जाएगा।

अध्याय 8: बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर

54. प्रौद्योगिकी पहलू

54.1 यहाँ पर निर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानक बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजना लिए हैं।

55. पूंजीगत लागत

55.1 आयोग परियोजना विकासकर्ता द्वारा दायर याचिका के आधार पर बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजना के लिए प्रचलित बाजार रुझान के आधार पर केवल परियोजना विशिष्ट पूंजी लागत और टैरिफ का निर्धारण करेगा।

56. संयंत्र लोड कारक

56.1 टैरिफ के निर्धारित नियत प्रभार घटक का निर्धारण करने के लिए थ्रेसहोल्ड पीएलएफ 85% होगा।

57. संबद्ध उपभोग

57.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक बिजली खपत का कारक 10% होगा।

58. प्रचालन और रखरखाव व्यय

58.1 आयोग बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजना के लिए प्रचलित बाजार रुझानों के आधार पर परियोजना विशिष्ट ओएंडएम व्यय का निर्धारण करेगा।

59. ईंधन मिश्रण

59.1 बायोमास गैसीफायर विद्युत संयंत्र को इस तरह से डिजाइन किया जाएगा कि यह एमएनआरई द्वारा अनुमोदित ईंधन के रूप में बायोमास विद्युत परियोजना के आसपास के क्षेत्र में उपलब्ध विभिन्न प्रकार के गैर-जीवाश्म ईंधन का उपयोग करे जैसे कि फसल अवशेष, कृषि-औद्योगिक अवशेष, वन अवशेष, और अन्य बायोमास।

59.2 बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत उत्पादन कंपनियां संबंधित परियोजना आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

59.3 आयोग द्वारा ईंधन की कीमत और कैलोरी मान को परियोजना में उपयोग किए जाने वाले प्रस्तावित ईंधन के प्रकार को देखते हुए परियोजना विशिष्ट शुल्क के लिए दायर याचिका के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

59.4 आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण के समय बायोमास ईंधन मूल्य को एक स्वतंत्र अध्ययन, यदि आवश्यक हो, के आधार पर अनुमोदित किया जा सकता है, जिसे राज्य / संघ राज्य क्षेत्र की नोडल एजेंसी, राज्य सरकार, वितरण लाइसेंसधारी, बायोमास बिजली उत्पादक संघ और किसी अन्य संगठन के प्रतिनिधियों वाली एक राज्य / संघ राज्य क्षेत्र स्तर की समिति का गठन करके किया जाएगा।

60. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

60.1 जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाएगा।

61. जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए निगरानी तंत्र

61.1 परियोजना विकासकर्ता लाभार्थी को प्रत्येक माह के लिए मासिक ऊर्जा बिल के साथ चार्टर्ड एकाउंटेंट / लागत लेखाकार द्वारा विधिवत प्रमाणित एक मासिक ईंधन उपयोग विवरण और मासिक ईंधन खरीद विवरण (जीवाश्म और गैर-जीवाश्म ईंधन की निगरानी के लिए आयोग द्वारा नियुक्त उचित एजेंसी की एक प्रति सहित) प्रस्तुत करेगा।

61.2 किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन के उपयोग की शर्त का अनुपालन न करने पर ऐसी बायोमास विद्युत परियोजना के लिए इन विनियमों के अनुसार टैरिफ की प्रयोज्यता वापस ले ली जाएगी।

62. उप-उत्पाद से राजस्व सृजन:

टैरिफ का निर्धारण करते समय उर्वरकों या चारकोल जैसे उत्पादों से उत्पन्न किसी भी राजस्व पर विचार किया जाएगा।

अध्याय 9: बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड**63. प्रौद्योगिकी पहलू**

63.1 यहां निर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानक ग्रिड से जुड़े बायोगैस-आधारित बिजली परियोजनाओं के लिए हैं जो 100% बायोगैस से चलने वाले इंजन का उपयोग करते हैं, तथा कृषि अवशेषों, खाद और अन्य जैव-कचरे, जिन्हें एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया गया हो, की खपत के लिए हैं।

64. पूंजीगत लागत

64.1 आयोग केवल बायोगैस आधारित परियोजना के लिए प्रचलित बाजार रुझान के आधार पर केवल विशिष्ट परियोजना लागत और शुल्क निर्धारित करेगा।

65. संयंत्र लोड कारक

65.1 टैरिफ के नियत चार्ज घटक के निर्धारण के लिए थ्रेसहोल्ड पीएलएफ 90% होगा।

66. संबद्ध उपभोग

66.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक बिजली की खपत का कारक 12% होगा।

67. प्रचालन और रखरखाव व्यय

67.1 आयोग बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार रुझानों के आधार पर परियोजना विशिष्ट ओएंडएम व्ययों का निर्धारण करेगा।

68. ईंधन लागत (फ्रीड स्टॉक मूल्य)

68.1 आयोग द्वारा ईंधन की ईंधन कीमत और कैलोरी मान को परियोजना में उपयोग किए जाने वाले प्रस्तावित ईंधन के प्रकार को देखते हुए परियोजना विशिष्ट शुल्क के लिए दायर याचिका के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

68.2 आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण के समय बायोमास ईंधन मूल्य को एक स्वतंत्र अध्ययन, यदि आवश्यक हो, के आधार पर अनुमोदित किया जा सकता है, जिसे राज्य / संघ राज्य क्षेत्र की नोडल एजेंसी, राज्य सरकार, वितरण लाइसेंसधारी, बायोमास बिजली उत्पादक संघ और किसी अन्य संगठन के प्रतिनिधियों वाली एक राज्य / संघ राज्य क्षेत्र स्तर की समिति का गठन करके किया जाएगा।

अध्याय 10: नगरपालिका ठोस अपशिष्ट / अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन का उपयोग करके और रैंकिन चक्र तकनीक पर आधारित विद्युत परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदंड**69. प्रौद्योगिकी पहलू**

69.1 टैरिफ निर्धारण के मानक यहां उल्लिखित विद्युत परियोजना के लिए हैं, जो नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) का और अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन (आरडीएफ) का उपयोग करते हैं और रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी अनुप्रयोग, दहन या भस्मीकरण, जैव-मिथेनेशन, पायरोलिसिस और हाई-एंड गैसीफायर प्रौद्योगिकियों पर आधारित होते हैं।

70. पूंजीगत लागत

70.1 आयोग एमएसडब्ल्यू और आरडीएफ परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार रुझानों के आधार पर केवल विशिष्ट परियोजना लागत और टैरिफ का निर्धारण करेगा।

71 संयंत्र लोड कारक

71.1 एमएसडब्ल्यू और आरडीएफ का उपयोग करने वाली बिजली परियोजनाओं के लिए टैरिफ के नियत चार्ज घटक के निर्धारण के लिए श्रेथोल्ड पीएलएफ:

क्र.सं.	पीएलएफ	एमएसडब्ल्यू	आरडीएफ
1	पहला वर्ष	70%	65%
2	दूसरे वर्ष से		80%

72. संबद्ध उपभोग

72.1 एमएसडब्ल्यू / आरडीएफ आधारित बिजली परियोजनाओं के लिए सहायक बिजली की खपत 15% होगी।

73. स्टेशन ताप दर

73.1 आयोग द्वारा एमएसडब्ल्यू / आरडीएफ आधारित बिजली परियोजनाओं के लिए स्टेशन ताप दर को परियोजना द्वारा विशिष्ट टैरिफ निर्धारित करते समय अनुमोदित किया जाएगा।

74. प्रचालन और रखरखाव व्यय

74.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष अर्थात् वित्त वर्ष 2019-20 के लिए मानक ओएंडएम व्यय मुख्यभूमि क्षेत्रों के लिए पहले वर्ष के पूंजीगत लागत का 5% और द्वीप क्षेत्रों के लिए पहले वर्ष के लिए 6% पूंजीगत व्यय होगा।

74.2 ब्राद के वर्षों के लिए मानक ओएंडएम व्यय विनियमन 20.3 में निर्दिष्ट वृद्धि तंत्र के अनुसार प्राप्त किया जाएगा।

75. ईंधन लागत और कैलोरी मान

75.1 आयोग द्वारा ईंधन की कीमत और कैलोरी मान को परियोजना में उपयोग किए जाने वाले प्रस्तावित ईंधन के प्रकार को देखते हुए परियोजना विशिष्ट शुल्क के लिए दायर याचिका के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा।

अध्याय 11: विविध**76. मानदंडों से विचलन**

76.1 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादक संयंत्र से उत्पन्न बिजली की बिक्री के टैरिफ पर उत्पादक कंपनी और लाइसेंसधारी के बीच भी सहमति होगी, जो इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों से विचलन की शर्तों के अधीन होगा तथा परियोजना के उपयोगी जीवन पर स्तरीय टैरिफ विचलन मानदंडों के आधार पर इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर हिसाब लगाए गए स्तरीय टैरिफ से अधिक नहीं होगी।

77. छूट देने का अधिकार

77.1 आयोग लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के आधार पर सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, और प्रभावित पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के बाद, अपने स्वयं के प्रस्ताव पर या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष दिए गए आवेदन के आधार पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से छूट दे सकता है।

78. कठिनाइयों को दूर करने का अधिकार

78.1 आयोग इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी बनाने से उत्पन्न होने वाली किसी भी कठिनाई के मामले में, एक आदेश द्वारा स्वतः संज्ञान लेते हुए या किसी याचिका पर ऐसे प्रावधान कर सकता है, जो अधिनियम के प्रावधानों के

प्रतिकूल न हों, जैसा कि कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हो सकता है।

79. निरसन और बचत

79.1 इस नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियम, 2019 में अन्यथा उल्लिखित बचत, जेईआरसी (ग्रिड कनेक्टेड ग्राउंड माउंटेड और सोलर रूफटॉप एंड मीटरिंग) विनियम, 2015 में समय-समय पर किए गए संशोधनों सहित एतद्वारा निरस्त की जाती है।

80. संशोधन करने का अधिकार

80.1 आयोग किसी भी समय इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में कुछ जोड़ सकता है, अंतर, बदलाव, निलंबन, आशोधन, संशोधन या निरस्त कर सकता है।

राकेश कुमार, सचिव
[विज्ञापन III/4/असा./150/19]

अनुबंध

फॉर्म-1.1: (पवन / लघु हाइड्रो / सौर पीवी / सौर थर्मल) के लिए टेम्पलेट

क्र.सं.	अनुमानित शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	मापदंड
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	स्थापित विजली उत्पादन	मेगावाट	
			क्षमता	%	
			क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)	%	
			वाणिज्यिक संचालन तिथि (सीओडी)	दिनांक/ माह/ वर्ष	
			उपयोगी जीवन	वर्ष	
2	परियोजना की लागत	पूँजीगत लागत/ मेगावाट	सामान्य पूँजीगत लागत	करोड़ रुपए	
			पूँजी लागत	करोड़ रुपए / मेगावाट	
			पूँजी राजसहायता, यदि कोई हो	करोड़ रुपए	
			निवल पूँजी लागत	करोड़ रुपए	
3	वित्तीय अनुमान	ऋण इक्रिटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इक्रिटी	%	
		ऋण घटक	कुल ऋण राशि	करोड़ रुपए	
			कुल इक्रिटी राशि	करोड़ रुपए	
			ऋण की राशि	करोड़ रुपए	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			चुकोती अवधि (अधिस्थगन सहित)	वर्ष	
			व्याज दर	%	
		इक्रिटी घटक	इक्रिटी राशि	करोड़ रुपए	
			1 से 10 वर्ष के लिए आरओई	% प्रतिवर्ष	
			11वें वर्ष के बाद आरओई	% प्रतिवर्ष	
छूट की दर	%				

		मूल्यहास	पहले 12 वर्षों के लिए मूल्यहास दर	%	
			13वें वर्ष के बाद मूल्यहास दर	%	
		प्रोत्साहन	जीवीआई, यदि कोई हो	करोड़ रुपए	
			जीवीआई की अवधि	वर्ष	
4	ओएंडएम व्यय	सामान्य ओएंडएम व्यय प्रतिवर्ष		करोड़ रुपए	
		ओएंडएम व्यय		करोड़ रुपए	
		वृद्धि कारक		%	
5	कार्यशील पूंजी	ओएंडएम व्यय	ओएंडएम व्यय का %	माह	
		रखरखाव पुर्जे		%	
		प्राप्तियां		माह	
		डब्ल्यूसी पर ब्याज		%	

फॉर्म 1.2: (बायोमास / एमएसडब्ल्यू / आरडीएफ) की रूपरेखा

क्र.सं.	अनुमानित शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	मापदंड
1	विद्युत उत्पादन	क्षमता	स्थापित बिजली उत्पादन	मेगावाट	
			अतिरिक्त खपत	%	
			पीएलएफ (प्रथम वर्ष)	%	
			पीएलएफ (दूसरे वर्ष से)	%	
			सीओडी	दिनांक/ माह/ वर्ष	
			उपयोगी जीवन	वर्ष	
2	परियोजना की लागत	पूंजीगत लागत/ मेगावाट	सामान्य पूंजीगत लागत	करोड़ रुपए	
			पूंजी लागत	करोड़ रुपए/ मेगावाट	
			पूंजी सब्सिडी, यदि कोई हो	करोड़ रुपए	
			निवल पूंजी लागत	करोड़ रुपए	
3	वित्तीय अनुमान	ऋण इकट्टी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इकट्टी	%	
		ऋण घटक	कुल ऋण राशि	करोड़ रुपए	
			कुल इकट्टी राशि	करोड़ रुपए	
			ऋण की राशि	करोड़ रुपए	
			अधिस्थगन अवधि	वर्ष	
			चुकौती अवधि	वर्ष	
			(अधिस्थगन सहित)		
			ब्याज दर	%	
		इकट्टी घटक	इकट्टी राशि	करोड़ रुपए	
			पहले 10 वर्षों के लिए आरओई	% प्रतिवर्ष	
11वें वर्ष के बाद आरओई	% प्रतिवर्ष				
छूट की दर	%				

क्र.सं.	अनुमानित शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	मापदंड
		मूल्यहास	पहले 12 वर्षों के लिए मूल्यहास दर	%	
			13वें वर्ष के बाद की मूल्यहास दर	%	
		प्रोत्साहन राशि	जीबीआई, यदि कोई हो	करोड़ रुपए	
			जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष	
4	ओएंडएम व्यय	सामान्य ओएंडएम व्यय		करोड़ रुपए	
		ओएंडएम व्यय		करोड़ रुपए	
		वृद्धि कारक		%	
5	कार्यशील पूंजी	ओएंडएम व्यय	ओएंडएम व्यय का %	माह	
		रखरखाव पुर्जे		%	
		प्राप्तियां		माह	
		डब्ल्यूसी पर ब्याज		%	
6	ईंधन संबंधी अनुमान	स्टेशन ताप दर	पहले वर्ष के दौरान	केकैल/कि.वाट	
			दूसरे वर्ष के बाद से	केकैल/कि.वाट	
		ईंधन का प्रकार और मिश्रण	ईंधन प्रकार-1	%	
			ईंधन प्रकार-2	%	
			एमएसडब्ल्यू	%	
			आरडीएफ	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	
			ईंधन प्रकार-1 की जीसीवी	केकैल/कि.वाट	
			ईंधन प्रकार-2 की जीसीवी	केकैल/कि.वाट	
			एमएसडब्ल्यू के जीसीवी	केकैल/कि.वाट	
			आरडीएफ के जीसीवी	केकैल/कि.वाट	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला) की जीसीवी	केकैल/कि.वाट	
			वायोमास मूल्य (ईंधन प्रकार-1)/ पहला वर्ष	रुपए/मी.टन	
			वायोमास मूल्य (ईंधन प्रकार-2)/ पहला वर्ष	रुपए/मी.टन	
			एमएसडब्ल्यू मूल्य / पहला वर्ष	रुपए/मी.टन	
			आरडीएफ मूल्य / पहला वर्ष	रुपए/मी.टन	
जीवाश्म ईंधन (कोयला) मूल्य/ पहला वर्ष	रुपए/मी.टन				
ईंधन मूल्य वृद्धि कारक	% प्रतिवर्ष				

फॉर्म-2.1: (पवन / लघु हाइड्रो / सौर पीवी / सौर थर्मल) के लिए टेम्पलेट: टैरिफ घटकों का निर्धारण - उपयोगी जीवन तक वर्षवार

यूनिट उत्पादन	यूनिट	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4
स्थापित क्षमता	मेगावाट									
निवल उत्पादन	एमयू									

शुल्क घटक (नियत शुल्क)

यूनिट उत्पादन	यूनिट	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	''''	''''	''''	''''	''''
यूनिट ब्याज										
प्रति यूनिट आरओई	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
प्रति यूनिट टैरिफ घटक	रुपए/कि.वाॅट.घं.									

टैरिफ घटक (परिवर्तनीय)										
ईंधन प्रकार-1	करोड़ रुपए									
ईंधन प्रकार-2	करोड़ रुपए									
जीवाश्म ईंधन (कोयला)	करोड़ रुपए									
नगरपालिका ठोस अपशिष्ट	करोड़ रुपए									
अपशिष्ट से उत्पन्न ईंधन	करोड़ रुपए									
उप-योग (ईंधन लागत)	करोड़ रुपए									
विद्युत के लिए स्वीकार्य ईंधन लागत	करोड़ रुपए									
कुल ईंधन लागत	करोड़ रुपए									

स्तरीय टैरिफ										
डिस्काउंट कारक										
डिस्काउंट टैरिफ घटक (नियत)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
डिस्काउंट टैरिफ घटक (परिवर्तनीय)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
डिस्काउंट टैरिफ घटक (कुल)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
स्तरीय टैरिफ (नियत)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
स्तरीय टैरिफ (परिवर्तनीय)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									
स्तरीय टैरिफ (कुल)	रुपए/कि.वाॅट.घं.									

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For the stake of Goa and Union Territories)

NOTIFICATION

Gurugram, the 24th July , 2019

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION FOR THE STATE OF GOA AND UNION TERRITORIES

(Renewable Energy Tariff Regulations, 2019)

F. No. JERC-25/2019.—In exercise of the powers conferred under Sub-section (1) of Section 181 read with Clauses (zd), (ze) and (zf) of the Electricity Act, 2003 (Act No. 36 of 2003) (hereinafter referred to as 'the Act'), and all other powers enabling it in this behalf including sub-ordinate legislation, rules, statutory orders, resolutions, clarifications issued by the Government in terms of the Act, the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (UTs), after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

1 Short Title, Scope, Extent and Commencement

1.1 These Regulations may be called the Joint Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2019 [hereinafter referred to as "Renewable Energy Tariff Regulations, 2019".

1.2 These Regulations shall extend to the State of Goa and the Union Territories of Andaman and Nicobar Islands, Chandigarh, Dadra & Nagar Haveli, Daman & Diu, Lakshadweep, and Puducherry.

1.3 These Regulations shall come into force from the date of publication in the official gazette..

2 Definitions and Interpretations

2.1 Words, terms and expressions defined in the Electricity Act, 2003, as amended from time to time and used in the Renewable Energy Tariff Regulations, 2019 shall have and carry the same meaning as defined and assigned in the said Act.

2.2 All other expressions used herein but not specifically defined in the Act or Regulations but defined under any other law passed by a competent legislature and applicable to the electricity industry in the State of Goa and UTs shall have the meaning assigned to them in such law. Subject to the above, expressions used herein but not specifically defined in the Act or any other law passed by a competent legislature shall have the meaning as is generally assigned in the electricity industry.

2.3 In the interpretation of this Renewable Energy Tariff Regulations, 2019, unless the context otherwise requires:

(1) Words in the singular or plural term, as the case may be, shall also be deemed to include the plural or the singular term, respectively;

(2) References to any statutes, Regulations or guidelines shall be construed as including all statutory provisions consolidating, amending or replacing such statutes, Regulations or guidelines, as the case may be, referred to;

(3) Terms "include" or "including" shall be deemed to be followed by "without limitation" or "but not limited to" regardless of whether such terms are followed by such phrases or words of like import.

2.4 In the Renewable Energy Tariff Regulations, 2019, unless it is repugnant to the context:

(1) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and subsequent amendments thereof;

(2) “**Auxiliary energy consumption**” or “**AUX**” in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

(3) “**Biomass**” means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, de-oiled cakes, etc); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;

(4) “**Biomass gasification**” means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called producer gas;

(5) “**Biogas**” means a gas created when organic matter like crop residues, sewage and manure breaks down in an oxygen-free environment (ferments);

(6) “**Capital cost**” means the capital cost as defined in Regulations 13, 26, 30, 35, 40, 45, 55, 64 and 70 (of the applicable technology);

(7) “**Capacity Utilisation Factor (CUF in abbreviation)**” means the ratio of actual gross energy generated by the project to the equivalent energy output at its rated capacity over the year;

(8) “**CERC**” or “**Central Commission**” means the Central Electricity Regulatory Commission;

(9) “**Check Meter**” means a meter, which shall be connected to the same core of the current transformer (CT) and voltage transformer (VT) to which main meter is connected and shall be used for accounting and billing of electricity in case of failure of main meter;

- (10) **“COD” or “Commercial Operation Date”** or “Date of commercial operation” means the date on which the generating plant is synchronised with the grid system;
- (11) **“Commission”** means the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (except Delhi);
- (12) **“Conduct of Business Regulations”** means Joint Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2009, as amended from time to time;
- (13) **“Control Period”** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain in force;
- (14) **“Contracted load” or “Contract demand”** means the maximum demand in kW, kVA or HP, agreed to be supplied by the Licensee and indicated in the agreement executed between the Licensee and the consumer;
- (15) **“Distribution Company/ Distribution Licensee (Discom in brief)”** means a person granted a Licence under Section 14 (b) of the Act authorizing him to operate and maintain a distribution system and supply electricity to the consumers in its area of supply
- (16) **“Energy Purchase Agreement”** means an agreement executed between the Distribution Licensee and the Project Developer for procurement of power from Renewable Energy Projects in accordance with the provisions of these Regulations;
- (17) **“Existing Renewable Energy Plants”**, means renewable generating stations, which have achieved COD prior to coming into force of these Regulations;
- (18) **“Gross Calorific Value”** or ‘GCV’ in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kilocalories by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (19) **“Gross Station Heat Rate”** or ‘SHR’ means the heat energy input in kilocalories required to generate one kilowatt-hour (kWh) of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (20) **“High Tension (HT)”** means a voltage level above 440 Volts;
- (21) **“Installed capacity”** or ‘IC’ means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;
- (22) **“Inter-connection Point”** shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
- i. in relation to wind energy projects and solar photovoltaic projects, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power, biomass power and solar thermal power projects, the inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
- (23) **“Island area”** means Andaman and Nicobar Islands and Lakshadweep under the jurisdiction of the Commission;
- (24) **“Licence”** means a licence granted under Section 14 of the Act;
- (25) **“Low Tension (LT)”** means the voltage of 230 volts between the phase and neutral or 440 volts between any two phases under normal conditions subject to the percentage variation permissible from time to time;

- (26) “**Mainland area**” means all areas other than Island areas falling under the jurisdiction of the Commission;
- (27) “**Maximum Demand**” means the highest load measured in average kVA or kW at the point of supply of a consumer during any consecutive period of 30 (thirty) minutes time block or as provided by the Commission, during the billing period;
- (28) “**MNRE**” means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- (29) “**Municipal Solid Waste**” or “**MSW**” means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes but including treated bio-medical wastes;
- (30) “**Operation and Maintenance expenses**” or ‘O&M expenses’ means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- (31) “**Plant Load Factor or (PLF)**” in relation to a generating station for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \frac{\sum SG_i}{N \times IC \times (100 - AUX_n)} \%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SG_i = Scheduled Generation in MWh for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

- (32) “**Plasma Gasification**” is a non-combustion, non-thermal (cold) as well as thermal (hot) process using plasma, which converts organic and inorganic matter into syngas (synthesis gas primarily made up of Hydrogen and Carbon monoxide), Potable water and Green fuel. A plasma is created to ionize gas and convert waste matter into syngas, which is channelized to generate power through Brayton Heat Cycle.
- (33) “**Project**” means a generating station or the evacuation system up to inter-connection point, as the case may be, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
- (34) “**Refuse derived fuel**” or ‘RDF’ means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, de-stoning, shredding, dehydrating, and compacting combustible components of municipal solid waste that can be used as fuel;
- (35) “**Renewable Energy**” or “**RE**” means the grid quality electricity generated from renewable energy sources;
- (36) “**Renewable Energy Power Plants**” means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources;
- (37) “**Renewable Energy Sources**” means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
- (38) “**Small Hydro**” means Hydro Power projects with a station capacity up to and including 25 MW;

- (39) “**Solar PV power**” means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic;
- (40) “**Solar Thermal power**” means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;
- (41) “**Tariff period**” means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- (42) “**Tariff Order**” in respect of a Licensee means the last order in force issued by the Commission for that Licensee indicating the tariff to be charged by the Licensee from various categories of consumers for supply of electricity;

Explanation: Any Distribution Licensee, Transmission Licensee and generating Units connected to the distribution system and the person availing open access in transmission or distribution system are also included in this term;

- (43) “**Tidal Power**” means the Tidal power projects, which use the energy obtained from tidal waves to generate electricity;
- (44) “**Useful Life**” in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation (COD) of such generation facility, namely: -
- | | |
|---|-----------|
| a) Wind energy power project | 25 years |
| b) Biomass power project with Rankine cycle technology | 20 years |
| c) Small Hydro Plant | 35 years |
| d) Municipal Solid Waste (MSW)/ and Refuse Derived Fuel (RDF) based power project | 20 years |
| e) Solar PV/Solar thermal power project With or without Energy Storage | 25 years |
| f) Hybrid Wind and Solar | 25 years |
| g) Biomass Gasifier based power project | 20 years |
| h) Biogas based power project | 20 years; |

- (45) “**Year**” means a financial year.

2.5 Save as aforesaid and unless repugnant to the context or if the subject matter otherwise requires, words and expressions used in these Regulations and not defined hereunder, but defined in the Act, or other Regulations issued by the Commission shall have the meanings assigned to them respectively in the Act or any other Regulations issued by the Commission.

3 Scope and Extent of Application

3.1 These Regulations shall apply in all cases where tariff for power generating station or a unit thereof commissioned during the Control Period and based on renewable sources of energy, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 86 of the Act.

- 3.2 Provided that in cases of Wind, Small Hydro project, Biomass power based on Rankine cycle, Solar PV with or without energy storage, Solar Thermal power projects, Biomass gasifier, Biogas power project, Municipal Solid Waste, Refuse derived fuel-based power projects, Cold Plasma Gasification projects and Tidal Wave power projects, these Regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations.

4 Eligibility Criteria

- (1) **Wind Power project** – using new wind turbine generators, located at the sites approved by State Nodal Agency/State Government;
- (2) **Small Hydro Project** – located at the sites approved by State Nodal Agency/ State Government using new plant and machinery, and installed power plant capacity to be lower than or equal to 25 MW at single location;
- (3) **Solar PV and Solar Thermal Power Project** – Based on technologies approved by MNRE;
- (4) **Biomass Gasifier based Power Project** – The project shall qualify to be termed as a biomass gasifier-based power project, if it is using new plant and machinery and having a Grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE;
- (5) **Biomass Power Project based on Rankine Cycle Technology**- Biomass power projects using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources, without use of fossil fuel;
- (6) **Biogas based Power Project** – The project shall qualify to be termed as a biogas-based power project, if it is using new plant and machinery and having grid connected system that uses 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and any other biowaste as may be approved by MNRE;
- (7) **Municipal Solid Waste (MSW) based Power Projects** – The project shall qualify to be termed as a Municipal Solid Waste (MSW) based power project if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Municipal Solid Waste (MSW) as fuel sources;
- (8) **Refuse Derived Fuel (RDF) based Power Projects** – The project shall qualify to be termed as a Refuse derived fuel (RDF) based power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Refuse derived fuel (RDF) as fuel sources;
- (9) **Plasma Gasification based Power Projects**- The project shall qualify to be termed as “Plasma Gasification based power project” if it is using new plant and machinery based on the plasma gasification technology and it is used commercially as a form of waste treatment and has been tested for the gasification of municipal solid waste, biomass, industrial waste, hazardous waste and solid hydrocarbons, such as coal, oil sands, pet coke and oil shale.
- (10) **Tidal Wave Power Projects** – The project shall qualify to be termed as Tidal wave power projects, which uses the energy obtained from tidal waves to generate electricity.

Chapter -1: General Principles

5 Control Period

The Control Period under these Regulations shall be of three (3) years starting from the date of the notification of these Regulations, or as extended by the commission upon expiry of the control period. The first year of the control period shall be the financial year 2019-20 : Provided that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below:

6 Tariff Period

- 6.1 The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be as per their Useful Life as defined in Regulation 2.4 (44).

- 6.2 Tariff Period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the respective Renewable Energy generating plants.
- 6.3 Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects for the entire duration of the Tariff Period as stipulated under Clause (6.1) and (6.2).

7 Generic Tariff

- 7.1 **The Generic Tariff shall be determined by the Commission in accordance with these Regulations for the following types of projects:**

- (1) Solar PV (for Gross Metering);
- (2) Wind Energy based projects;
- (3) Small hydro based projects:

Provided that, in case of special circumstances, the Project Developer may approach the Commission for determination of Project Specific Tariff for above types of projects:

Provided further that the Generic Tariff determined by the Commission through a Generic Tariff Order shall be excluding the impact of Capital Subsidy:

Provided also that in case any Project under the above types of Projects avails Government Subsidy, the Project Developer shall approach the Commission for determination of Project Specific Tariff:

Provided also that Financial and Operational norms except Capital Cost, O&M Expenses and Capacity Utilisation Factor or Plant Load Factor (as applicable) as specified in these Regulations would be the ceiling norms while determining the Project Specific Tariff

8 Project Specific Tariff

- 8.1 **Project Specific Tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:**

- (1) Solar Thermal;
- (2) Biomass Power Projects based on Rankine cycle Technology;
- (3) Biomass Gasifier based projects;
- (4) Biogas based projects;
- (5) Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel based projects with Rankine cycle technology and plasma gasification as approved by MNRE;
- (6) Tidal power projects;
- (7) Solar PV with/without battery bank (Hybrid or Stand-alone)
- (8) Solar and Wind Hybrid
- (9) Any other Renewable Energy technology as approved by MNRE.
- (10) As per third proviso of Regulation 7.1, Project seeking Government subsidy.

- 8.2 Determination of Project specific tariff for generation of electricity from such Renewable Energy sources shall be in accordance with such terms and conditions as stipulated under relevant Orders of the Commission:

- 8.3 No annual generic tariff shall be determined for the technologies mentioned in Clause 8.1 of this Regulation:

Provided that the Financial and Operational norms as may be specified in these Regulations would be the ceiling norms suitably adjusted for subsidy amount (if any), while determining the Project Specific Tariff.

9 Petition and Proceedings for Determination of Tariff

- 9.1 The Commission shall determine the generic tariff at the beginning of each year of the Control Period for Renewable Energy technologies mentioned at Regulation 7 for projects to be commissioned in that year.

- 9.2 A Petition for determination of Project Specific Tariff shall be filed by the Project developer and shall be accompanied by:
- 9.2.1 Information in Forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as applicable, and as appended in these Regulations;
- 9.2.2 Fees for filing the Petition, as applicable;
- 9.2.3 Detailed project report outlining the following:
- a) technical and operational details;
 - b) site specific aspects;
 - c) premise for capital cost and financing plan, etc.;
 - d) A statement of all applicable terms and conditions;
 - e) expected expenditure for the period for which tariff is to be determined;
 - f) A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government / Administration;
 - g) the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive (with working in iterative excel format).
- 9.2.4 The consent from Distribution Licensee to procure power at tariff approved by the Commission in the form of Initialled Energy Purchase Agreement (EPA), Memorandum of Understanding (MoU) or letter from the Distribution Licensee of the area.
- 9.2.5 Any other information that the Commission requires from the Petitioner to submit.
- 9.2.6 The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the JERC (Conduct of Business) Regulations, 2009 as amended from time to time.

10 Procurement of Power from Renewable Energy Projects

- 10.1 For Renewable Energy Technologies, for which Generic Tariff is determined by the Commission, the Distribution Licensee may procure power from such projects either at the Generic Tariff approved by the Commission or through the competitive bidding process:

Provided that in case the Distribution Licensee opts to procure power from any Renewable Energy Project(s) set up within their licensed area at the Generic Tariff for 1 MW and above approved by the Commission, the Distribution Licensee shall file the Petition for prior approval of Energy Purchase Agreement for procurement of power from such Renewable Energy Project(s);

Provided further that in case the Distribution Licensee opts to procure power from Renewable Energy Projects through competitive bidding process in accordance with the guidelines issued by the central government, the Generic Tariff determined by the Commission shall act as a ceiling tariff and for such procurement of power, the Distribution Licensee shall file the Petition for adoption of tariff under Section 63 of the Act;

Provided also that the Distribution Licensee can procure power from Grid Connected Rooftop mounted, ground mounted and floating Solar Power Project of any capacity less than 1 MW and above 1kW at the Generic Tariff approved by the Commission for Solar PV without specific approval of Energy Purchase Agreement:

Provided also that in case the Project Developer intends to set up two Grid Connected Rooftop mounted projects at single Rooftop, one for Net Metering and other for supply of power to Distribution Licensee under Gross Metering, the rooftop area for these two projects shall be separately earmarked and the two projects shall be installed separately without any interface between the two Projects.

- 10.2 For Renewable Energy Projects, for which the Project Specific Tariff is determined by the Commission, the Distribution Licensee shall file the Petition for prior approval of Energy Purchase Agreement for procurement of power from such Renewable Energy Project(s):

Provided that in case the Project Developer and Distribution Licensee opt to file the Petition for approval of EPA and determination of tariff, the Project Developer and Distribution Licensee shall file Joint Petition in this regard.

- 10.3 The Distribution Licensee shall comply with all the statutory and regulatory provisions for procurement of power from Renewable Energy Projects, as applicable from time to time.

All Renewable Energy power plants shall be treated as 'Must Run' power plants and procurement of power by Distribution Licensee from such power plants shall not be subjected to 'Merit Order Despatch' principles. Provided that the Renewable Energy Power Plant with installed capacity of 5 MW and above shall be required to furnish to Distribution Licensee a month-wise schedule. The Renewable Energy Power Plant shall also co-ordinate with State Load Dispatch Centre in respect to Optimum scheduling and dispatch of electricity as per provisions of the State Grid Code.

11 Tariff Structure

- 11.1 The tariff for Renewable Energy technologies shall be single-part tariff consisting of the following fixed cost components:

- a) Operation and maintenance expenses;
- b) Interest on loan capital;
- c) Depreciation;
- d) Interest on working capital;
- e) Return on equity;

Provided that for Renewable Energy technologies like biomass power projects having fuel cost component, single-part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

12 Tariff Design

- 12.1 The generic tariff shall be determined considering the year of commissioning of the project, on levelized basis for the Tariff Period:

Provided that for Renewable Energy technologies having single-part tariff with two components, tariff shall be determined on levelized basis considering the year of commissioning of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be determined on the basis of year of operation.

- 12.2 For the purpose of levelized tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.
- 12.3 Levelization shall be carried out for the 'useful life' of the Renewable Energy project.
- 12.4 The above principles shall also apply for project specific tariff.

Chapter-2: FINANCIAL PRINCIPLES

13 Capital Cost

- 13.1 The norms for Capital Cost as specified in the subsequent technology specific Chapters shall be inclusive of all capital works including plant and machinery, transportation cost, civil work, erection and commissioning, financing and interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point:

Provided that for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of Capital Cost items along with its Petition in the manner specified under Regulation 9.

14 Debt Equity Ratio

- 14.1 For the purpose of determination of tariff, the following provisions shall apply:

- a) Debt Equity ratio of 70:30 shall be considered:

Provided that if the equity actually deployed is less than 30% (thirty percent) the actual equity shall be considered, and if the equity actually deployed is more than 30 % (thirty percent) of the capital cost, equity in excess of 30 % (thirty percent) shall be treated as normative loan:

Provided further that the equity invested and loan drawn in foreign currency shall be designated in Indian Rupees on the date of each investment, using the selling rates notified by the Reserve Bank of India on the date of such investment.

- b) The Commission shall take into consideration any capital grant or subsidy offered by the Central or State Government or any other agency, while determining the tariff under these Regulations.

15 Loan and Finance Charges

15.1 Loan Tenure

For the purpose of determination of tariff, a loan tenure of 12 years shall be considered.

15.2 Interest Rate

- a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 14 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan.
- b) The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.
- c) For the purpose of computation of tariff for Renewable Energy Projects in Mainland Areas, normative interest rate as mentioned in the Table below shall be considered.

Table: Normative Interest Rate

Particulars	Interest Rates
Mainland	SBI MCLR (One-year tenor) prevalent during the last available six months + 200 basis points
Island	SBI MCLR (One-year tenor) prevalent during the last available six months + 300 basis points

- d) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

16 Depreciation

16.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission.

16.2 The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.

16.3 Depreciation rate of 5.83% per annum shall be considered for first 12 years and remaining depreciation shall be spread during remaining useful life of the RE projects considering the salvage value of the project as 10% of project cost.

16.4 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation:

Provided that in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

17 Return on Equity

17.1 The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 14.

17.2 The normative Return on Equity shall be:

- a) 14% for Renewable Energy Projects in Mainland areas;
- b) 16% for Renewable Energy Projects in Island areas;

to be grossed up by prevailing Minimum Alternate Tax (MAT) rate as on 1st April of available year at the time of determination of tariff for the entire useful life of the project.

18 Interest on Working Capital

18.1 The Working Capital requirement in respect of Wind energy projects, Small Hydro Power, Solar PV and Solar thermal power projects shall be computed in accordance with the following:

- a) Operation & Maintenance expenses for one month;
- b) Receivables equivalent to 2 (Two) months of energy charges for sale of electricity calculated on the normative Capacity Utilisation Factor (CUF / PLF) as applicable;
- c) Maintenance spares @ 15% of Operation and Maintenance expenses.

18.2 The Working Capital requirement in respect of Biomass power projects with Rankine Cycle technology, Biogas, Biomass Gasifier based power projects, Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel projects, and Cold plasma projects shall be computed in accordance with the following clause:

- a) Fuel costs of four months for normative Plant Load Factor (PLF);
- b) Operation & Maintenance expense for one month;
- c) Receivables equivalent to 2 (Two) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
- d) Maintenance spares @ 15% of annual Operation and Maintenance expenses.

18.3 Normative Rate of Interest on Working Capital shall be considered as follows:

Table: Normative Working Capital Interest Rate

Particulars	Interest Rates
Mainland	State Bank of India MCLR (One-Year Tenor) prevalent during the last available six months + 300 basis points
Island	State Bank of India MCLR (One-Year Tenor) prevalent during the last available six months + 400 basis points

19 Calculation of CUF/PLF:

19.1 The number of hours for calculation of CUF/PLF (wherever applicable) for various RE technologies shall be 8760.

20 Operation and Maintenance Expenses

20.1 'Operation and Maintenance' or O&M expenses shall comprise of repair and maintenance (R&M), establishment including employee expenses, and administrative and general (A&G) expenses.

20.2 O&M expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses as specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.

20.3 Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2019-20) under

these Regulations shall be escalated at average inflation factor of previous three years considering 60% weightage for the actual point to point inflation over Wholesale Price Index numbers as per Office of Economic Advisor, Ministry of Commerce and Industry, Government of India and 40% weightage for the actual Consumer Price Index for Industrial Workers (all India) as per Labour Bureau, Government of India in the previous three years.

21 Rebate

- 21.1 For payment of bills to the generating company through letter of credit, a rebate of 2% shall be allowed.
- 21.2 Where payments are made by any mode other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

22 Late payment surcharge

- 22.1 In case the payment of any bill payable under these Regulations is delayed beyond a period of 60 days from the date of receipt of bill, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

23 Sharing of CDM Benefits

- 23.1 The proceeds of the carbon credit (if any) from approved CDM project shall be shared between generating company and concerned distribution company buying renewable power in the following manner, namely, 100% of the gross proceeds on account of CDM benefit to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;
- 23.2 In the second year, the share of the distribution company shall be 10%, which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the distribution company.

24 Subsidy or incentive by the Central / State Government

- 24.1 The Commission shall take into consideration any incentive or subsidy offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company, for the renewable energy power plants while determining the tariff under these Regulations:

Provided that the following principles shall be considered for ascertaining Income Tax benefit on account of accelerated depreciation, if availed, for the purpose of tariff determination:

- i. Assessment of benefit shall be based on normative Capital Cost, accelerated depreciation rate as per relevant provisions under Income Tax Act and corporate Income Tax rate;
- ii. Capitalization of RE project during second half of the fiscal year;
- iii. Per unit benefit shall be derived on levelized basis at discount factor equivalent to weighted average cost of capital

25 Taxes and Duties

- 25.1 Tariff determined under these Regulations shall be exclusive of taxes and duties as may be levied by the appropriate Government / Administration:

Provided that the taxes and duties levied by the appropriate Government / Administration shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

Chapter-3: Technology Specific Parameters for Wind Energy

26 Capital Cost

- 26.1 The Capital Cost for Wind Energy Projects shall comprise of the cost of the Wind Turbine Generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, charges for transportation to site, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction, and capital investment relating to forecasting and scheduling.

- 26.2 The Capital Cost for Wind Energy Projects shall be as follows:

- | | |
|--------------------------------------|--------------------|
| a) Mainland area: | Rs. 5.25 Crore/MW; |
| b) Island areas (Andaman & Nicobar): | Rs. 6.25 Crore/MW; |

c) Island areas (Lakshadweep):

Rs. 7.00 Crore/MW;

27 Capacity Utilisation Factor (CUF)

27.1 The Capacity Utilisation Factor (CUF) norm for Wind Energy Projects for this Control Period shall be as follows:

Goa	18%
Andaman & Nicobar Islands	18%
Puducherry	21%
Lakshadweep	20%
Daman	19%
Chandigarh	18%
Dadra & Nagar Haveli	18%
DIU	26%

28 Operation and Maintenance (O & M) Expenses

28.1 The normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20 shall be:

- a) 1.5% of the Capital Cost for Wind Energy Projects in Mainland areas;
- b) 2% of the Capital Cost for Wind Energy Projects in Island areas.

28.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 20.3.

29 Auxiliary Consumption

29.1 Normative Auxiliary Consumption for the Wind Energy Projects shall be 0.25%.

Chapter 4: Technology Specific Parameters for Small Hydro Project

30 Capital Cost

30.1 The normative Capital Cost for small hydro projects shall be as follows:

Projects in Mainland Areas:

- a. Below 5 MW: Rs. 7.79 Cr/MW,
- b. 5 MW to 25 MW: Rs. 7.07 Cr/MW

Projects in Island Areas:

- a. Below 5 MW: Rs. 10.50 Cr/MW,
- b. 5 MW to 25 MW: Rs. 9.00Cr/MW

30.2 The Capital Cost specified above will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

31 Capacity Utilisation Factor

31.1 CUF for Small Hydel Projects shall be 30%..

32 Auxiliary Consumption

32.1 Normative Auxiliary Consumption for small hydro projects shall be 1.0%.

33 Operation and Maintenance Expenses

33.1 The normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20 shall be:

- a) 2% of the Capital Cost for Small Hydel Projects in Mainland areas;
- b) 2.5% of the Capital Cost for Projects in Island areas.

33.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 20.3.

Chapter 5: Technology Specific Parameters for Solar PV Power Project (for Gross metering)

34 Technology Aspects

- 34.1 Norms for Solar Photovoltaic (PV) power projects under these Regulations shall be applicable for grid connected PV systems that directly convert solar energy into electricity and are based on technologies such as crystalline silicon or thin film, etc., as may be approved by MNRE.

35 Capital Cost

- 35.1 The normative Capital Cost for Solar PV projects shall be as follows:
- Solar PV Projects in Mainland Areas: Rs. 5.00 Cr/MW (without capital Subsidy);
 - Solar PV Projects in Island Areas: Rs. 6.00 Cr/MW (without capital Subsidy).
- 35.2 The Capital Cost specified above will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

36 Capacity Utilization Factor

- 36.1 The Capacity Utilization Factor (CUF) for solar PV Projects shall be as shown below:

State / Union Territory	CUF %
Puducherry	18%
Dadra & Nagar Haveli	18%
Lakshadweep	17%
Andaman & Nicobar Islands	17%
Daman	18%
Diu	18%
Chandigarh	17%
Goa	18%

Provided that the Commission may deviate from the norm in case of project specific tariff determination in accordance with Regulations 9.

37 Operation and Maintenance Expenses

- 37.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20, shall be:
- 1.5% of Capital Cost for first year, for Solar PV Projects in Mainland Areas;
 - 2.0% of Capital Cost for first year, for Solar PV Projects in Island Areas.
- 37.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 20.3.

38 Auxiliary Consumption

- 38.1 The auxiliary consumption factor shall be 0.25% of the gross generation:

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in accordance with Regulation 9.

Chapter 6: Technology Specific Parameters for Solar Thermal Power Project

39 Technology Aspects

- 39.1 Norms for Solar Thermal Power Projects under these Regulations shall be applicable for Concentrated Solar Power (CSP) technologies, viz., line focusing or point focusing, as may be approved by MNRE, and using direct sunlight, concentrating it several times to reach higher energy densities and thus, higher temperatures whereby the heat generated is used to operate a conventional power cycle to generate electricity.

40 Capital Cost

40.1 The Commission shall determine only project specific Capital Cost and tariff based on prevailing market trends for Solar Thermal Power project prevailing at the time of filing Petition for Tariff Determination.

41 Capacity Utilisation Factor

41.1 The CUF for Solar Thermal Power project shall be determined by the Commission, while approving project specific tariff.

42 Operation and Maintenance Expenses

42.1 The Commission shall determine project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Solar Thermal Power project.

43 Auxiliary Consumption

43.1 The auxiliary consumption factor shall be 10% of gross normative generation.

Chapter 7: Technology Specific Parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology**44 Technology Aspect**

44.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for Biomass Power projects based on Rankine cycle technology application using air-cooled or water-cooled condenser.

45 Capital Cost

45.1 The Commission shall determine project specific Capital Cost and tariff for Biomass Power Projects on the Petition filed by Project Developer.

46 Plant Load Factor

46.1 **Threshold PLF for determining fixed charge component of Tariff shall be:**

- a) During 1st year: 70%;
- b) From 2nd Year onwards: 80%.

47 Auxiliary Consumption

47.1 The auxiliary power consumption factor shall be as follows:-

- a) For the project using water cooled condenser:
 - i. During first year of operation: 11%
 - ii. From 2nd year onwards: 10%
- b) For the project using air cooled condenser:
 - i. During first year of operation: 13%
 - ii. From 2nd year onwards: 12%

48 Station Heat Rate

48.1 The Station Heat Rate for Biomass Power projects shall be:

- a) For projects using travelling grate boilers: 4200 kcal/kWh;
- b) For projects using Atmospheric Fluidised Bed Combustion (AFBC) boilers: 4125 kcal/ kWh.

49 Operation and Maintenance Expenses

49.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20 shall be 5% of the capital cost for first year.

49.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 20.3.

50 Fuel Mix

50.1 The Biomass Power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of the Biomass Power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues, etc., and other biomass fuels as may be approved by MNRE.

50.2 The Biomass Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.

50.3 The Fuel Price and Calorific Value of Fuel shall be approved by the Commission based on the Petition filed for Project Specific Tariff considering the type of fuel proposed to be used in the Project.

50.4 Biomass fuel price at the time of determination of tariff may be approved by the Commission based on an independent study if required, to be carried out by constituting a State/ UT level committee consisting of representatives of State/UT Nodal Agency, State Government, Distribution Licensees, biomass power producers association and any other organization.

51 Use of Fossil Fuel

51.1 The use of fossil fuels shall not be considered.

52 Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

52.1 The Project Developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant/Cost Accountant to the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.

52.2 Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the Project Developer during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such Biomass Power project.

53 Revenue Generation from the By-product:

Any revenue that is generated from the by products like fertilizers or charcoal shall also be considered while determining the Tariff.

Chapter 8: Technology Specific Parameters for Biomass Gasifier Power Projects

54 Technology Aspect

54.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for Biomass Gasifier Power projects.

55 Capital Cost

55.1 The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Biomass Gasifier Power project based on the Petition filed by Project Developer.

56 Plant Load Factor

56.1 Threshold PLF for determining fixed charge component of tariff shall be 85%.

57 Auxiliary Consumption

57.1 The auxiliary power consumption factor shall be 10% for the determination of tariff.

58 Operation and Maintenance Expenses

58.1 The Commission shall determine project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Biomass Gasifier Power Projects.

59 Fuel Mix

59.1 The Biomass Gasifier Power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues, etc., and other biomass fuels as may be approved by MNRE.

59.2 The Biomass Gasifier based Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.

59.3 The Fuel Price and Calorific Value of Fuel shall be approved by the Commission based on the Petition filed for Project Specific Tariff considering the type of fuel proposed to be used in the Project.

59.4 Biomass fuel price at the time of determination of tariff may be approved by the Commission based on an independent study if required, to be carried out by constituting a State/ UT level committee consisting of representatives of State/UT Nodal Agency, State Government, Distribution Licensees, biomass power producers association and any other organization.

60 Use of Fossil Fuel

60.1 The use of fossil fuels shall not be considered.

61 Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

61.1 The Project Developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant/Cost Accountant the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.

61.2 Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the Project Developer during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such Biomass Power project.

62 Revenue Generation from the By-product:

Any revenue that is generated from the by products like fertilizers or charcoal shall also be considered while determining the Tariff.

Chapter 9: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects

63 Technology Aspect

63.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for grid connected biogas-based power projects that use 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio- waste as may be approved by MNRE.

64 Capital Cost

64.1 The Commission shall determine only project specific Capital Cost and tariff based on prevailing market trends for Biogas based project.

65 Plant Load Factor

65.1 Threshold PLF for determining fixed charge component of Tariff shall be 90%.

66 Auxiliary Consumption

66.1 The auxiliary power consumption factor shall be 12% for the determination of tariff.

67 Operation and Maintenance Expenses

67.1 The Commission shall determine project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Biogas based Power Projects.

68 Fuel Cost (Feed stock Price)

68.1 The Fuel Price and Calorific Value of Fuel shall be approved by the Commission based on the Petition filed for Project Specific Tariff considering the type of fuel proposed to be used in the Project.

68.2 Biomass fuel price at the time of determination of tariff may be approved by the Commission based on an independent study if required, to be carried out by constituting a State/ UT level committee consisting of representatives of State/UT Nodal Agency, State Government, Distribution Licensees, biomass power producers association and any other organization.

Chapter 10: Technology specific parameters for Power Projects using Municipal Solid Waste/Refuse Derived Fuel and based on Rankine cycle technology

69 Technology Aspect

69.1 The norms for tariff determination specified hereunder are for power projects which use Municipal Solid Waste (MSW) and refuse derived fuel (RDF) and are based on Rankine cycle technology application, combustion or incineration, Bio-methanation, Pyrolysis and High-end gasifier technologies.

70 Capital Cost

70.1 The Commission shall determine only project specific Capital Cost and tariff based on prevailing market trends for MSW and RDF projects.

71 Plant Load Factor

71.1 Threshold PLF for determining fixed charge component of tariff for the power projects which use MSW and RDF, shall be:

Sl. No.	PLF	MSW	RDF
1	First year	70%	65%
2	From 2 nd year onwards		80%

72 Auxiliary Consumption

72.1 The auxiliary power consumption for MSW / RDF based power projects shall be 15%.

73 Station Heat Rate

73.1 The Station Heat Rate for MSW/RDF based power projects shall be approved by the Commission while determining the Project Specific tariff.

74 Operation and Maintenance Expenses

74.1 The normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e., FY 2019-20 shall be 5% of Capital Cost for first year for Mainland Areas and 6% of Capital Cost for first year for Island Areas.

74.2 The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived in accordance with the escalation mechanism specified at Regulation 20.3.

75 Fuel Cost and Calorific Value

75.1 The Fuel Price and Calorific Value of Fuel shall be approved by the Commission based on the Petition filed for Project Specific Tariff considering the type of fuel proposed to be used in the Project.

Chapter 11: Miscellaneous

76 Deviation from norms

76.1 Tariff for sale of electricity generated from a generating plant based on Renewable Energy sources, may also be agreed between a generating company and a licensee, in deviation from the norms specified in these Regulations subject to the conditions that the levelized tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelized tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations.

77 Power to Relax

77.1 The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the Parties likely to be affected, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

78 Power to Remove Difficulties

78.1 In case of any difficulty arising while giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either suo-motu or on a Petition, by an order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act as may appear to be necessary for removing the difficulty.

79 Repeal and Savings

79.1 Save as otherwise provided in this Renewable Energy Tariff, Regulations, 2019, JERC (Grid

Connected Ground Mounted and Solar Rooftop and Metering) Regulations, 2015, together with amendments made from time to time, are hereby repealed.

80 Power to amend

80.1 The Commission may at any time add, vary, alter, suspend, modify, **amend or repeal any of the provisions of these Regulations.**

RAKESH KUMAR, Secy.
[ADVT.-III/4/Exty./150/19]

ANNEXURES

Form-1.1: Template for (Wind/ small hydro/Solar PV/ Solar Thermal)

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation	MW	
			Capacity	%	
			Capacity Utilization Factor (CUF)	%	
			Commercial Operation Date (COD)	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost/ MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Cost	Rs. Crore /MW	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs. Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs. Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (incl moratorium)	Years	
		Equity Component	Interest Rate	%	
			Equity Amount	Rs. Crore	
			RoE for 1st 10 years	% p.a.	
			RoE 11th year onwards	% p.a.	
		Depreciation	Discount Rate	%	
			Dep Rate for 1st 12 years	%	
Dep rate 13th year onwards	%				
Incentives	GBI, if any	Rs. Crore			
	Period for GBI	Years			
4	O& M Expenses	Normative O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		Escalation Factor		%	
5	Working Capital	O&M Expenses	% of O&M Expenses	Month	
		Maintenance Spares		%	
		Receivables		Month	
		Interest on WC		%	

Form-1.2: Template for (Biomass/MSW/RDF)

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation	MW	
			Aux Consumption	%	
			PLF (1st year)	%	
			PLF (2nd year onwards)	%	
			COD	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost/ MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore	
			Capital Cost	Rs. Crore /MW	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Crore	
			Net Capital Cost	Rs. Crore	
3	Financial Assumption	Debt Equity	Tariff Period	years	
			Debt	%	
			Equity	%	
		Debt Component	Total debt amount	Rs. Crore	
			Total equity amount	Rs. Crore	
			Loan Amount	Rs. Crore	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (including moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			RoE for 1st 10 years	% p.a.	
			RoE 11th year onwards	% p.a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1st 12 years	%	
			Dep rate 13th year onwards	%	
		Incentives	GBI, if any	Rs. Crore	
Period for GBI	Years				
4	O&M Expenses	Normative O&M Expenses		Rs. Crore	
		O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		Escalation Factor		%	
5	Working Capital	O&M Expenses	% of O&M Expenses	Month	
		Maintenance Spares		%	
		Receivables		Month	
		Interest on WC		%	
6	Fuel Related assumptions	Station Heat Rate	During 1 st year	kcal/kWh	
			2nd year onwards	kcal/kWh	
		Fuel Type and mix	Fuel Type-1	%	
			Fuel Type-2	%	

Form-2.2: Template for (Biomass/ MSW/RDF): Determination of Tariff Components-- Yearwise upto Useful Life

Units Generation	Unit	Yr 1	Yr 2	Yr 3	Yr 4	'''	'''	'''	'''	'''
Installed Capacity	MW									
Net Generation	MU									

Tariff Components (Fixed charges)

O&M Expenses	Rs. Crore									
Depreciation	Rs. Crore									
Interest on Loan	Rs. Crore									
Interest on working capital	Rs. Crore									
Return on Equity	Rs. Crore									
Total Fixed Cost	Rs. Crore									

Tariff Components (Fixed)

Per Unit O&M Expenses	Rs./kWh									
Per Unit Int on term loan	Rs./kWh									
Per unit interest on working capital	Rs./kWh									
Per unit RoE	Rs./kWh									
Per Unit Tariff Components	Rs./kWh									

Tariff Components (Variable)

Fuel Type-1	Rs Crore									
Fuel Type-2	Rs Crore									
Fossil Fuel (Coal)	Rs Crore									
Municipal Solid Waste	Rs Crore									
Refuse Derived Fuel	Rs Crore									
Sub-Total (Fuel Costs)	Rs Crore									
Fuel Cost allowable to power	Rs Crore									
Total Fuel Costs	Rs Crore									

Levilled Tariff

Discount Factors										
Discount Tariff Components (Fixed)	Rs./kWh									
Discount Tariff Components (Variable)	Rs./kWh									
Discount Tariff Components (Total)	Rs./kWh									
Levilled Tariff (Fixed)	Rs./kWh									
Levilled Tariff (Variable)	Rs./kWh									
Levilled Tariff (Total)	Rs./kWh									