



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-जे.के.-अ.-01032024-252529
CG-JK-E-01032024-252529

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 130]

नई दिल्ली, बुधवार, फरवरी 28, 2024/फाल्गुन 9, 1945

No. 130]

NEW DELHI, WEDNESDAY, FEBRUARY 28, 2024/PHALGUNA 9, 1945

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

[केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख]

अधिसूचना

जम्मू, 12 फरवरी, 2024

क्रमांक जेईआरसी-जेकेएल/रेग/2024/9.—विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 181 के साथ पठित धारा 61, 66 और 86 के तहत प्रदत्त शक्तियों और इस संबंध में इसे सक्षम करने वाली अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख निम्नलिखित विनियम बनाता है।

अध्याय 1

1. संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभ और विस्तार

- इन विनियमों को संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (ग्रिड-इंटरैक्टिव नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए टैरिफ निर्धारण के लिए नियम और शर्तें) विनियम, 2024 कहा जाएगा।
- ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में उनके प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे।

अध्याय 2

2. परिभाषाएँ

2.1. इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो:

1. "अधिनियम" का अर्थ है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36), जिसमें संशोधन भी शामिल है;
2. "सहायक ऊर्जा खपत" का अर्थ है उत्पादन स्टेशन के सहायक उपकरणों द्वारा उपभोग की जाने वाली ऊर्जा की मात्रा और उत्पादन स्टेशन के भीतर ट्रांसफार्मर के नुकसान, जो कि उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पन्न सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है: बशर्ते कि इसमें उत्पादन स्टेशन द्वारा अपनी हाउसिंग कॉलोनी और अन्य सुविधाओं के लिए बिजली की आपूर्ति और उत्पादन स्टेशन पर निर्माण कार्यों के लिए खपत की गई ऊर्जा शामिल नहीं होगी;
3. "औसत बिजली खरीद लागत" या "एपीपीसी" का अर्थ भारित औसत मूल्य है जिस पर वितरण लाइसेंसधारी ने बिजली खरीदी है या उससे बिजली खरीदने (आरई स्रोतों और तरल ईंधन स्रोतों से खरीद को छोड़कर) की उम्मीद की जाती है, जिसमें प्रासंगिक टैरिफ आदेश या किसी अन्य सामान्य या विशिष्ट आदेश में आयोग द्वारा अनुमोदित स्व-उत्पादन की लागत, यदि कोई हो, शामिल है;
4. "बायोगैस" का अर्थ उस गैस से है जो ऑक्सीजन मुक्त वातावरण में फसल के अवशेष, सीवेज और खाद जैसे कार्बनिक पदार्थों के टूटने से बनती है;
5. "बायोमास" का अर्थ है कृषि और वानिकी कार्यों के दौरान उत्पन्न अपशिष्ट (जैसे कि पुआल और डंठल, आदि) या कृषि उपज (जैसे भूसी, गोले, डी-तेल रहित केक, आदि) के प्रसंस्करण कार्यों के उप-उत्पाद के रूप में उत्पादित; समर्पित ऊर्जा वृक्षारोपण में उत्पादित या जंगली झाड़ियों/खरपतवार से प्राप्त लकड़ी; और कुछ औद्योगिक परिचालनों में उत्पादित लकड़ी का कचरा;
6. "बायोमास गैसीकरण" का अर्थ है बायोमास के अपूर्ण दहन की एक प्रक्रिया जिसके परिणामस्वरूप कार्बन मोनोऑक्साइड (सीओ), हाइड्रोजन (एच 2) और मीथेन (सीएच 4) के मिश्रण से युक्त दहनशील गैसों का उत्पादन होता है, जिसे 'उत्पादक गैस' कहा जाता है।
7. "क्षमता उपयोग कारक" या "सीयूएफ" का अर्थ है परियोजना द्वारा उत्पन्न वास्तविक सकल ऊर्जा का वर्ष भर में इसकी रेटेड क्षमता पर समतुल्य ऊर्जा उत्पादन का अनुपात;
8. "सीईआरसी" का अर्थ अधिनियम की धारा 76 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग है;
9. "सीईआरसी आरई टैरिफ विनियम" का अर्थ नवीकरणीय ऊर्जा ('आरई') टैरिफ निर्धारण को नियंत्रित करने वाले केंद्रीय आयोग के लागू विनियम हैं;
10. "आयोग" का अर्थ संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख है;
11. "नियंत्रण अवधि" या "समीक्षा अवधि" का अर्थ वह अवधि है जिसके दौरान इन विनियमों में निर्दिष्ट टैरिफ के निर्धारण के मानदंड लागू रहेंगे और नियंत्रण अवधि (पूजीगत लागत और वैधानिक परिवर्तनों को छोड़कर) के बाद समीक्षा के अधीन होंगे;
12. "कमीशनिंग की तिथि" का अर्थ है किसी उत्पादन कंपनी द्वारा उसके उत्पादन स्टेशन की एक इकाई के संबंध में घोषित कमीशनिंग की तिथि:
बशर्ते कि कमीशनिंग की तिथि आरई जेनरेटर और संबंधित वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा संयुक्त निरीक्षण के आधार पर प्रमाणित की जाएगी, जैसा लागू हो;
13. "वितरण कंपनी/वितरण लाइसेंसधारी (संक्षेप में डिस्कॉम)" का अर्थ है एक व्यक्ति जिसे अधिनियम की धारा 14 (ख) के तहत लाइसेंस दिया गया है जो उसे वितरण प्रणाली को संचालित करने और बनाए रखने और आपूर्ति के क्षेत्र में उपभोक्ताओं को बिजली की आपूर्ति करने के लिए अधिकृत करता है;
14. "योग्य परियोजना" का अर्थ खंड 4 के तहत दिए गए विवरण के अनुसार भंडारण के साथ या बिना भंडारण के किसी भी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से है;

15. "मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्र" का अर्थ नवीकरणीय उत्पादन स्टेशन है, जिन्होंने इन विनियमों के लागू होने से पहले सीओडी हासिल कर लिया है;
16. उत्पादन स्टेशन में प्रयुक्त ईंधन के संबंध में "सकल कैलोरी मान" या 'कैलोरी मान' का अर्थ है, एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन या एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन, जैसा भी मामला हो, के पूर्ण दहन से किलोकलरीज में उत्पन्न गर्मी;
17. "स्थापित क्षमता" या 'आईसी' का अर्थ है उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों की नेम प्लेट क्षमताओं का योग या समय-समय पर आयोग द्वारा अनुमोदित उत्पादन स्टेशन की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर की गई गणना);
18. "अंतर-संयोजन बिंदु" का मतलब पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली जैसा भी मामला हो, के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन सुविधा का इंटरफ़ेस बिंदु होगा;
- i) पवन ऊर्जा परियोजनाओं और सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी की तरफ आउटगोइंग फीडर पर एक लाइन आइसोलेटर होगा;
- ii) लघु पनबिजली, बायोमास बिजली और सौर तापीय बिजली परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी की तरफ आउटगोइंग फीडर पर लाइन आइसोलेटर होगा;
19. "एमएनआरई" का अर्थ भारत सरकार का नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय है;
20. "नगरपालिका ठोस अपशिष्ट" या "एमएसडब्ल्यू" का अर्थ है और इसमें ठोस या अर्ध-ठोस रूप में नगरपालिका या अधिसूचित क्षेत्रों में उत्पन्न वाणिज्यिक और आवासीय अपशिष्ट शामिल हैं, जिनमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट शामिल नहीं है लेकिन उपचारित जैव-चिकित्सा अपशिष्ट शामिल हैं;
21. "संचालन और रखरखाव व्यय" या 'ओ एंड एम व्यय' का अर्थ है परियोजना के संचालन और रखरखाव पर किया गया व्यय, और इसमें जनशक्ति, मरम्मत, पुर्जों, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और ओवरहेड्स पर व्यय शामिल है;
22. एक निश्चित अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन के संबंध में "प्लांट लोड फैक्टर या (पीएलएफ)" का अर्थ है उस अवधि के दौरान निर्धारित उत्पादन के अनुरूप भेजी गई कुल ऊर्जा, जिसे उस अवधि में स्थापित क्षमता के अनुरूप भेजी गई ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है, और इसकी गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:
- $$\text{पीएलएफ} = 10000 \times \Sigma \text{एसजीआई} / \{ \text{एन} \times \text{आई सी} \times (100 - \text{ए यू एक्सएन}) \} \%,$$
- जहां,
- आई सी = मेगावाट में उत्पादन स्टेशन या इकाई की स्थापित क्षमता,
- एसजीआई = अवधि के 1वें समय खंड के लिए एमडब्ल्यूएच में अनुसूचित उत्पादन,
- एन = अवधि के दौरान समय खंड की संख्या, और
- ए यू एक्सएन = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानक सहायक ऊर्जा खपत;
23. "परियोजना" का अर्थ है, एक उत्पादन स्टेशन या अंतर-संयोजन बिंदु तक निकासी प्रणाली, जैसा भी मामला हो, और एक छोटे पनबिजली उत्पादन स्टेशन के मामले में उत्पादन सुविधा के सभी घटक जैसे बांध, प्रवेश जल कंडक्टर प्रणाली, बिजली उत्पादन स्टेशन और योजना की उत्पादन इकाइयां शामिल हैं, जैसा कि बिजली उत्पादन के लिए आनुपातिक है;
24. "नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र" का अर्थ है नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड-गुणवत्ता वाली बिजली उत्पन्न करने वाले पारंपरिक विद्युत संयंत्रों के अलावा अन्य विद्युत संयंत्र;
25. "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" का अर्थ है नवीकरणीय स्रोत जैसे लघु हाइड्रो, पवन और सौर, जिसमें संयुक्त चक्र, बायोमास, जैव ईंधन सह-उत्पादन, शहरी या नगरपालिका अपशिष्ट और एमएनआरई द्वारा अनुमोदित ऐसे अन्य स्रोतों के साथ एकीकरण शामिल है;
26. "लघु हाइड्रो" का अर्थ है 25 मेगावाट तक की स्टेशन क्षमता वाली हाइड्रो पावर परियोजनाएं;
27. "सौर पीवी ऊर्जा" का अर्थ सौर फोटो वोल्टाइक विद्युत परियोजना है जो फोटो वोल्टाइक के माध्यम से बिजली में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है;

28. "सौर तापीय ऊर्जा" का अर्थ सौर तापीय ऊर्जा परियोजना है जो लाइन फोकस या पॉइंट फोकस सिद्धांत के आधार पर केंद्रित सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकी के माध्यम से बिजली में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है;
29. "स्टेशन हीट रेट" या 'एसएचआर' का अर्थ है कि थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट-घंटे (किलोवाट घंटा) विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलोकैलोरीज में ताप ऊर्जा इनपुट;
30. "टैरिफ अवधि" का अर्थ है वह अवधि जिसके लिए इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारित किया जाना है;
31. किसी लाइसेंसधारी के संबंध में "टैरिफ आदेश" का अर्थ उस लाइसेंसधारी के लिए आयोग द्वारा जारी अंतिम आदेश है जो बिजली की आपूर्ति के लिए उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों से लाइसेंसधारी द्वारा वसूले जाने वाले टैरिफ को दर्शाता है;
32. निकासी प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन की एक इकाई के संबंध में "उपयोगी जीवन" का अर्थ ऐसी उत्पादन सुविधा के वाणिज्यिक संचालन (सीओडी) की तिथि से निम्नलिखित अवधि होगी, अर्थात्: -

क) पवन ऊर्जा विद्युत परियोजना	25 वर्ष
ख) रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजना	20 वर्ष
ग) लघु पनबिजली संयंत्र	35 वर्ष
घ) नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू)/और	20 वर्ष
ङ) ऊर्जा भंडारण के साथ या उसके बिना सौर पीवी/सौर तापीय विद्युत परियोजना	25 वर्ष
च) सौर पवन हाइब्रिड	25 वर्ष
छ) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना	20 वर्ष
ज) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना	20 वर्ष

33. "वर्ष" का अर्थ वित्तीय वर्ष है

- 2.2. जैसा उपरोक्त के अनुसार कहा गया है और जब तक संदर्भ के प्रतिकूल न हो या विषय वस्तु की अन्यथा आवश्यकता न हो, इन विनियमों में उपयोग किए गए शब्द और अभिव्यक्तियां और जिन्हें यहां परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन अधिनियम, या आयोग द्वारा जारी अन्य विनियमों में परिभाषित किया गया है, के वही अर्थ होंगे जो उन्हें अधिनियम या आयोग द्वारा जारी किसी अन्य विनियम में दिए गए हैं।

3. आवेदन का दायरा और विस्तार

- 3.1. ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां नियंत्रण अवधि के दौरान चालू किए गए बिजली उत्पादन स्टेशन या उसकी एक इकाई के लिए टैरिफ और ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित, अधिनियम की धारा 86 के साथ पठित धारा 62 के तहत आयोग द्वारा निर्धारित किया जाना है।
- 3.2. बशर्ते कि पवन, लघु पनबिजली परियोजनाओं, रैंकिन चक्र पर आधारित बायोमास बिजली, बायोमास गैसीफायर, बायोगैस बिजली परियोजनाएं और नगरपालिका ठोस अपशिष्ट के मामलों में, ये विनियम इन विनियमों के विनियम 4 में निर्दिष्ट पात्रता मानदंडों की पूर्ति के अधीन लागू होंगे।

4. पात्रता मानदंड

नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों की निम्नलिखित श्रेणी के लिए टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के तहत निर्धारित किए जाएंगे;

- 4.1. पवन ऊर्जा परियोजना - 5 मेगावाट से कम क्षमता वाले राज्य नोडल एजेंसी/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थलों पर स्थित नए पवन टरबाइन जनरेटर का उपयोग करना;
- 4.2. लघु पनबिजली परियोजना - नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करके राज्य नोडल एजेंसी/राज्य/केंद्र शासित प्रदेश सरकार द्वारा अनुमोदित स्थलों पर स्थित, और एक ही स्थान पर 25 मेगावाट से कम या उसके बराबर स्थापित बिजली संयंत्र की क्षमता;

- 4.3. सौर पीवी विद्युत परियोजना - 5 मेगावाट से कम क्षमता वाली एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित;**
- 4.4. रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजना-** जीवाश्म ईंधन के उपयोग के बिना, रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करने वाली और बायोमास ईंधन स्रोतों का उपयोग करने वाली बायोमास बिजली परियोजनाएं;
- 4.5. बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना -**
यह परियोजना बायोमास गैसीफायर-आधारित बिजली परियोजना कहलाने के योग्य होगी, यदि यह नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है जो 100% उत्पादक गैस इंजन का उपयोग करती है, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर प्रौद्योगिकियों के साथ जुड़ी हुआ है।
- 4.6. बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना -** यह परियोजना बायोगैस-आधारित बिजली परियोजना कहलाने के योग्य होगी, यदि यह नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और इसमें ग्रिड-कनेक्टेड प्रणाली है जो 100% बायोगैस संचालित इंजन का उपयोग करती है, जिसे कृषि अवशेषों, खाद और किसी भी अन्य बायोवेस्ट को सह-पाचन के लिए बायोगैस तकनीक के साथ मिलकर एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है;
- 4.7. नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित बिजली परियोजनाएं -**
यह परियोजना नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित बिजली परियोजना कहलाने के योग्य होगी यदि यह भस्मीकरण प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग कर रही है और ईंधन स्रोतों के रूप में नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) का उपयोग कर रही है;
- 4.8. परियोजना की निम्नलिखित श्रेणियों के लिए टैरिफ, जिसके लिए केंद्र सरकार ने टैरिफ-आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के लिए दिशानिर्देश जारी किए हैं, आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 63 के तहत अपनाया जाएगा;**
- क) 5 मेगावाट के बराबर या उससे अधिक क्षमता वाले नए पवन टरबाइन जनरेटर का उपयोग करने वाली पवन ऊर्जा परियोजनाएं;
- ख) 5 मेगावाट के बराबर या उससे अधिक क्षमता वाली एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित सौर पीवी परियोजनाएं;
- ग) एमएनआरई द्वारा अनुमोदित नए टरबाइन जनरेटर/सौर मॉड्यूल के साथ एक ही या अलग स्थान पर स्थित 50 मेगावाट या उससे अधिक की क्षमता वाली पवन सौर हाइब्रिड परियोजनाएं;

5. सामान्य सिद्धांत

5.1. नियंत्रण अवधि

इन विनियमों के तहत नियंत्रण अवधि या समीक्षा अवधि इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से शुरू होकर तीन (3) वर्ष की होगी, जिसमें से पहला वर्ष वित्तीय वर्ष 2023-24 होगा और अंतिम वर्ष वित्तीय वर्ष 2025-26 होगा:

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के दौरान शुरू की गई आरई परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ, नीचे विनियम 6 में निर्दिष्ट अनुसार टैरिफ अवधि की पूरी अवधि के लिए लागू रहेगा:

बशर्ते कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों में संशोधन पहली नियंत्रण अवधि की समाप्ति से पहले किया जाएगा और यदि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियम अगले नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने तक अधिसूचित नहीं किए जाते हैं, तो इन विनियमों के अनुसार टैरिफ मानदंड संशोधित विनियमों की अधिसूचना तक लागू रहेंगे, जो संशोधित विनियमों के अनुसार समायोजन के अधीन होंगे।

6. टैरिफ अवधि

- 6.1. नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधि विनियम 2.1 (33) में परिभाषित उनके उपयोगी जीवन के अनुसार होगी।**
- 6.2. इन विनियमों के तहत टैरिफ अवधि संबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्रों के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से मानी जाएगी।**

6.3. इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ खंड (6.1) और (6.2) के तहत निर्धारित टैरिफ अवधि की पूरी अवधि के लिए नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए लागू होगा।

7. सामान्य टैरिफ

7.1. निम्नलिखित प्रकार की परियोजनाओं के लिए सामान्य टैरिफ इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा:

1. 5 मेगावाट क्षमता से कम पवन ऊर्जा परियोजनाएं
2. 5 मेगावाट क्षमता से कम सौर पीवी परियोजनाएं
3. 25 मेगावाट क्षमता तक की लघु पनबिजली परियोजनाएं;
4. बायोमास गैसीफायर सहित बायोमास विद्युत परियोजनाएं;
5. बायोगैस विद्युत परियोजनाएँ;

बशर्ते, विशेष परिस्थितियों में, परियोजना डेवलपर उपरोक्त प्रकार की परियोजनाओं के लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग से संपर्क कर सकता है।

बशर्ते कि सामान्य टैरिफ आदेश के माध्यम से आयोग द्वारा निर्धारित सामान्य टैरिफ पूंजीगत सब्सिडी के प्रभाव को छोड़कर होगा:

बशर्ते कि यदि उपरोक्त प्रकार की परियोजनाओं के तहत कोई परियोजना सरकारी सब्सिडी का लाभ उठाती है, तो सब्सिडी के प्रभाव पर इन विनियमों में दिए गए प्रावधानों के अनुसार विचार किया जाएगा:

बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट पूंजीगत लागत, ओ एंड एम व्यय और क्षमता उपयोग कारक या प्लान्ट लोड फैक्टर (जैसा लागू हो) को छोड़कर वित्तीय और परिचालन मानदंड परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय उच्चतम मानदंड होंगे।

8. परियोजना विशिष्ट टैरिफ

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

1. अपशिष्ट-से-ऊर्जा परियोजनाएँ
2. सौर तापीय
3. सौर पवन हाइब्रिड
4. ऊर्जा भंडारण घटक वाली कोई भी आरई परियोजनाएं
5. एमएनआरई द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी।

8.2. ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बिजली उत्पादन के लिए परियोजना-विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण, आयोग के प्रासंगिक आदेशों के तहत निर्धारित नियमों और शर्तों के अनुसार होगा। इस विनियम के खंड 8.1 में उल्लिखित प्रौद्योगिकियों के लिए कोई वार्षिक जेनेरिक टैरिफ निर्धारित नहीं किया जाएगा:

8.3. बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट वित्तीय और परिचालन मानदंड अधिकतम सीमा मानदंड होंगे, जो परियोजना विशिष्ट टैरिफ का निर्धारण करते समय सब्सिडी राशि (यदि कोई हो) के लिए उपयुक्त रूप से समायोजित किए जाएंगे।

9. टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका एवं कार्यवाही

9.1. आयोग उस वर्ष चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए विनियम 7 में उल्लिखित नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष की शुरुआत में सामान्य टैरिफ निर्धारित करेगा।

9.2. परियोजना डेवलपर द्वारा परियोजना विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए एक याचिका दायर की जाएगी और इसके साथ निम्नलिखित संलग्न होंगे:

1. सूचना, जो लागू हो, और जैसा कि इन विनियमों में संलग्न है;
2. याचिका दायर करने के लिए शुल्क, जैसा लागू हो;
3. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट निम्नलिखित को रेखांकित करती है:
 - क) तकनीकी और परिचालन विवरण;
 - ख) साइट-विशिष्ट पहलू;
 - ग) पूंजीगत लागत और वित्तपोषण योजना, आदि के लिए आधार;
 - घ) सभी लागू नियमों और शर्तों का विवरण;
 - ङ) उस अवधि के लिए अपेक्षित व्यय जिसके लिए टैरिफ निर्धारित किया जाना है;
 - च) एक विवरण जिसमें केंद्र सरकार और/या राज्य सरकार/प्रशासन से प्राप्त, देय या देय मानी जाने वाली किसी भी सब्सिडी और प्रोत्साहन की गणना का पूरा विवरण शामिल हो;
 - छ) प्रस्तावित टैरिफ की गणना, सब्सिडी और प्रोत्साहन पर विचार किए बिना (पुनरावृत्त एक्सेल प्रारूप में)।
4. प्रारंभिक ऊर्जा खरीद समझौते (ईपीए), समझौता ज्ञापन (एमओयू) या क्षेत्र के वितरण लाइसेंसधारी से पत्र के रूप में आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ पर बिजली खरीदने के लिए वितरण लाइसेंसधारी से सहमति।
5. कोई अन्य जानकारी जो आयोग चाहता है की याचिकाकर्ता प्रस्तुत करें।
6. टैरिफ निर्धारण की कार्यवाही समय-समय पर संशोधित लागू (व्यवसाय संचालन) विनियमों के अनुसार होगी।

10. नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद

- 10.1. नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, जिसके लिए जेनेरिक टैरिफ आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता है, जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी ऐसी परियोजनाओं से या तो आयोग द्वारा अनुमोदित जेनेरिक टैरिफ पर या प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से बिजली खरीद सकता है:

बशर्ते कि यदि जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी अपने लाइसेंस प्राप्त क्षेत्र के भीतर स्थापित किसी भी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से आयोग द्वारा अनुमोदित जेनेरिक टैरिफ पर बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना(परियोजनाओं) से बिजली की खरीद के लिए एक मानक ऊर्जा खरीद समझौते की पूर्व मंजूरी के लिए याचिका दायर करेगा;

बशर्ते कि यदि जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली खरीदने का विकल्प चुनता है, तो आयोग द्वारा निर्धारित जेनेरिक टैरिफ अधिकतम टैरिफ के रूप में माना जाएगा, और बिजली की ऐसी खरीद के लिए, वितरण लाइसेंसधारी अधिनियम की धारा 63 के तहत टैरिफ अपनाने के लिए याचिका दायर करेगा।

नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, जिसके लिए परियोजना विशिष्ट टैरिफ, आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता है या टैरिफ अधिनियम की धारा 63 के तहत अपनाया जाता है, जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना (परियोजनाओं) से बिजली की खरीद के लिए ऊर्जा खरीद समझौते की पूर्व मंजूरी के लिए याचिका दायर करेंगे:

बशर्ते कि यदि प्रोजेक्ट डेवलपर और जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी ईपीए के अनुमोदन और टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका दायर करने का विकल्प चुनते हैं, तो प्रोजेक्ट डेवलपर और जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी इस संबंध में एक संयुक्त याचिका दायर करेंगे।

- 10.2. जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद के लिए समय-समय पर लागू सभी वैधानिक और विनियामक प्रावधानों का पालन करेगा।
- 10.3. सभी नवीकरणीय ऊर्जा बिजली संयंत्रों को 'चलने वाले' बिजली संयंत्रों के रूप में माना जाएगा और ऐसे बिजली संयंत्रों से जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बिजली की खरीद 'मेरिट ऑर्डर डिस्पैच' सिद्धांतों के अधीन नहीं होगी।

11. टैरिफ संरचना

11.1. नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ एक एकल-भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित निश्चित लागत वाले घटक शामिल होंगे:

- क. संचालन और रखरखाव व्यय;
- ख. ऋण पूंजी पर ब्याज;
- ग. मूल्यहास;
- घ. कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- ङ. लाभांश:

बशर्ते कि नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों जैसे बायोमास बिजली परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर और ईंधन लागत घटकों वाले बायोगैस बिजली परियोजनाओं के लिए, निश्चित लागत घटक और ईंधन लागत घटक, इन दो घटकों साथ एकल-भाग टैरिफ निर्धारित किया जाएगा।

12. टैरिफ का निर्धारण

12.1. सामान्य टैरिफ का निर्धारण परियोजना के चालू होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए, टैरिफ अवधि के लिए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

बशर्ते कि दो घटकों के साथ एकल-भाग टैरिफ वाली नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए, निर्धारित लागत घटक के लिए परियोजना के चालू होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए टैरिफ का निर्धारण स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत घटक संचालन के वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष के अनुसार) के आधार पर निर्धारित किया जाएगा;

प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए ईंधन लागत वर्ष के दौरान चालू सभी परियोजनाओं पर लागू होगी, भले ही उसके चालू होने की तिथि कुछ भी हो।

12.2. स्तरीय टैरिफ गणना के प्रयोजन के लिए, पूंजी की कर पश्चात भारित औसत लागत के बराबर छूट कारक पर विचार किया जाएगा, और नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के 'उपयोगी जीवन' के लिए समतलीकरण किया जाएगा।

12.3. उपरोक्त सिद्धांत परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए भी लागू होंगे।

अध्याय 3: वित्तीय सिद्धांत

13. पूंजीगत लागत

जैसा कि इन विनियमों के प्रासंगिक अध्यायों में निर्दिष्ट है, पूंजीगत लागत के मानदंडों में भूमि की लागत, पूर्व-विकास व्यय, संयंत्र और मशीनरी सहित सभी पूंजीगत कार्य, सिविल कार्य, निर्माण, कमीशनिंग, वित्तपोषण लागत, निर्माण के दौरान ब्याज और अंतर-संयोजन बिंदु तक निकासी बुनियादी ढांचे तक शामिल होंगे।

14. ऋण इक्विटी अनुपात

14.1. सामान्य टैरिफ और परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए, ऋण-इक्विटी अनुपात 70:30 माना जाएगा:

बशर्ते कि, परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए, जहां वास्तव में लागू इक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है, 30% से अधिक की इक्विटी को मानक ऋण के रूप में माना जाएगा;

बशर्ते कि परियोजना विशिष्ट टैरिफ के लिए जहां वास्तव में तैनात इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से कम है, टैरिफ के निर्धारण के लिए वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा;

बशर्ते कि विदेशी मुद्रा में निवेश की गई इक्विटी प्रत्येक निवेश की तिथि पर भारतीय रुपये में निर्दिष्ट की जाएगी;

बशर्ते यह भी कि ऋण और इक्विटी की राशि निकालने के लिए परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की राशि में कटौती करने के बाद ऋण-इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा।

स्पष्टीकरण- परियोजना के वित्त पोषण के लिए शेयर पूंजी जारी करते समय और अपने फ्री रिजर्व से बनाए गए आंतरिक संसाधनों के निवेश के दौरान उत्पादन कंपनी द्वारा उठाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो, को इक्विटी पर रिटर्न की गणना के उद्देश्य से भुगतान की गई पूंजी के रूप में केवल तभी गिना जाएगा, जब ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया जाता है।

14.2. प्रोजेक्ट डेवलपर को नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किए गए या किए जाने वाले प्रस्तावित उपयोग के समर्थन में आंतरिक संसाधनों से धन लगाने के संबंध में कंपनी के बोर्ड के प्रस्ताव या अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी की मंजूरी प्रस्तुत करनी होगी।

15. ऋण और वित्त शुल्क

15.1. ऋण अवधि

सामान्य टैरिफ और परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए 15 वर्ष की ऋण अवधि पर विचार किया जाएगा।

15.2. ऋण पर ब्याज

1. विनियम 14 में निर्दिष्ट पद्धति से प्राप्त ऋण को ऋण पर ब्याज की गणना के लिए सकल मानक ऋण माना जाएगा। परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के लिए, हर वर्ष 1 अप्रैल को बकाया मानक ऋण की गणना सकल मानक ऋण से पिछले वर्ष के 31 मार्च तक संचयी पुनर्भुगतान को घटाकर की जाएगी।
2. टैरिफ की गणना के प्रयोजन के लिए, पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि आधारित ऋण दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष की अवधि) की औसत से दो सौ (200) आधार अंक ऊपर की मानक ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।
3. प्रोजेक्ट डेवलपर द्वारा प्राप्त किसी भी अधिस्थगन अवधि के बावजूद, ऋण की चुकौती परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से मानी जाएगी और अनुमत वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगी।

16. मूल्यहास

16.1. आयोग द्वारा स्वीकृत परियोजना की पूंजी लागत, मूल्यहास के उद्देश्य के लिए मूल्य आधार होगी। परियोजना का बचाव मूल्य 10% माना जाएगा और मूल्यहास परियोजना की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक की अनुमति दी जाएगी:

16.2. पहले 15 वर्षों के लिए 4.67% प्रति वर्ष की मूल्यहास दर पर विचार किया जाएगा और शेष मूल्यहास परियोजना के शेष उपयोगी जीवन के दौरान समान रूप से फैलाया जाएगा।

16.3. मूल्यहास की गणना वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से की जाएगी:

बशर्ते कि, परियोजना-विशिष्ट टैरिफ के निर्धारण के लिए, वर्ष के भाग के लिए परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्यहास की गणना आनुपातिक आधार पर की जाएगी।

बशर्ते, परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की सीमा तक किसी भी मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाएगी।

17. इक्विटी पर रिटर्न

17.1. इक्विटी के लिए मूल्य आधार विनियम 14 के तहत निर्धारित किया जाएगा।

17.2. इक्विटी पर मानक रिटर्न 14% होगा। इक्विटी पर मानक रिटर्न टैरिफ अवधि के पहले 20 वर्षों के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर और शेष टैरिफ अवधि के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित कॉर्पोरेट आयकर दर से अर्जित किया जाएगा।

18. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

18.1. पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु पनबिजली परियोजनाओं, सौर पीवी बिजली परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर तापीय बिजली परियोजनाओं और भंडारण परियोजनाओं के साथ नवीकरणीय ऊर्जा के संबंध में कार्यशील पूंजी की अपेक्षाओं की गणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगी:

- क. एक महीने के लिए संचालन और रखरखाव व्यय;
- ख. मानक क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र भार कारक, जैसा भी मामला हो, पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए 45 दिनों के टैरिफ के बराबर प्राप्य; और
- ग. परिचालन और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव के लिए स्पेयर
- 18.2.** रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी, बायोगैस बिजली परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर-आधारित बिजली परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन-आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं, नगरपालिका ठोस-अपशिष्ट आधारित बिजली परियोजनाओं और कचरा-व्युत्पन्न के साथ बायोमास बिजली परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता ईंधन आधारित बिजली परियोजनाओं की गणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगी:
- क. चार महीने के लिए मानक संयंत्र भार कारक के बराबर ईंधन लागत;
- ख. एक महीने के लिए संचालन और रखरखाव व्यय;
- ग. संयंत्र भार कारक पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए 45 दिनों के टैरिफ के बराबर प्राप्य; और
- घ. परिचालन और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव के लिए स्पेयर
- 18.3.** नवीकरणीय हाइड्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में, कार्यशील पूंजी की आवश्यकता, परियोजना में उनकी निर्धारित क्षमता के अनुपात में, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू मानदंडों के अनुसार निर्धारित कार्यशील पूंजी की आवश्यकता का योग होगी।
- 18.4.** कार्यशील पूंजी पर व्याज पिछले उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की औसत निधि की सीमांत लागत आधारित उधार दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष की अवधि) से तीन सौ पचास (350) आधार अंक की मानक व्याज दर के बराबर व्याज दर पर होगा।
- 19. क्षमता उपयोग कारक और संयंत्र भार कारक की गणना:**
- जैसा भी मामला हो, क्षमता उपयोग कारक और संयंत्र भार कारक की गणना के लिए एक वर्ष में घंटों की संख्या 8760 मानी जाएगी।
- 20. संचालन एवं रखरखाव व्यय**
- 20.1.** नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक ओ एंड एम खर्चों के आधार पर परियोजना की टैरिफ अवधि के लिए संचालन और रखरखाव व्यय निर्धारित किए जाएंगे।
- 20.2.** इन विनियमों के तहत नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान अनुमत मानक ओ एंड एम खर्चों को टैरिफ अवधि के लिए 3.84% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।
- 21. छूट**
- 21.1.** बिलों की प्रस्तुति के 5 दिनों की अवधि के भीतर प्रस्तुतिकरण पर रिवाँल्विंग और वैध क्रेडिट पत्र के माध्यम से या नेशनल इलेक्ट्रॉनिक फंड ट्रांसफर (एनईएफटी) या रियल टाइम ग्रॉस सेटलमेंट (आरटीजीएस) भुगतान मोड के माध्यम से उत्पादन कंपनी के बिलों का भुगतान करने के लिए, बिल राशि पर 1.5% की छूट दी जाएगी।
- स्पष्टीकरण: '5 दिनों' की गणना के मामले में, किसी भी छुट्टी पर विचार किए बिना दिनों की संख्या लगातार गिनी जाएगी। हालाँकि, यदि अंतिम दिन या 5वां दिन आधिकारिक छुट्टी है, तो छूट के उद्देश्य से 5वें दिन को तत्काल अगले कार्य दिवस के रूप में माना जाएगा।
- 21.2.** जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत करने की तिथि से एक महीने की अवधि के भीतर 5 दिनों के बाद किसी भी दिन भुगतान किया जाता है, वहां 1% की छूट दी जाएगी।
- 22. विलंबित भुगतान अधिभार**
- यदि इन विनियमों के तहत देय शुल्कों के लिए किसी बिल के भुगतान में बिल प्रस्तुत करने की तिथि से 45 दिनों की अवधि से अधिक की देरी होती है, तो उत्पादन कंपनी द्वारा प्रति माह 1.50% की दर से विलंबित भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।

23. केंद्र या राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी या प्रोत्साहन

23.1. आयोग इन विनियमों के तहत टैरिफ का निर्धारण करते समय परियोजना द्वारा प्राप्त त्वरित मूल्यह्रास लाभ सहित केंद्र या राज्य सरकार से किसी भी प्रोत्साहन, अनुदान या सब्सिडी को ध्यान में रखेगा:

बशर्ते कि टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन के लिए त्वरित मूल्यह्रास के कारण आयकर लाभ सुनिश्चित करने के लिए निम्नलिखित सिद्धांतों पर विचार किया जाएगा:

क. लाभ का आकलन समय-समय पर संशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार मानक पूंजी लागत, त्वरित मूल्यह्रास दर और कॉर्पोरेट आयकर दर पर आधारित होगा; और

ख. वित्तीय वर्ष की दूसरी छमाही के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का पूंजीकरण।

ग. प्रति इकाई लाभ पूंजी की भारित औसत लागत के बराबर छूट कारक पर स्तरीकृत आधार पर प्राप्त किया जाएगा।

23.2. नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा प्राप्त कोई भी अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन, जिस पर टैरिफ के निर्धारण के समय विचार नहीं किया गया है, ऐसे अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन की प्राप्ति के बाद उपयुक्त किशतों में या आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के भीतर बाद के बिलों में लाभार्थी द्वारा कटौती की जाएगी।

24. वैधानिक शुल्क

नवीकरणीय ऊर्जा के प्रोजेक्ट डेवलपर लाभार्थियों से राज्य और केंद्र सरकार द्वारा लगाए गए वैधानिक शुल्क जैसे जल उपकर, अधिकतम मानक सहायक खपत के अधीन सहायक खपत पर बिजली शुल्क की वसूली करेगा।

अध्याय 4: पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी-विशिष्ट पैरामीटर**25. पूंजीगत लागत**

25.1. पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत में पवन टरबाइन जेनरेटर, इसकी सहायक सामग्री, भूमि लागत, साइट विकास शुल्क और अन्य सिविल कार्य, परिवहन शुल्क, अंतरसंयोजन बिंदु तक निकासी लागत, वित्तपोषण शुल्क और निर्माण के दौरान ब्याज, और पूर्वानुमान और शेड्यूलिंग से संबंधित पूंजी निवेश शामिल होंगे। नियंत्रण अवधि के लिए पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत नीचे तालिका में दी गई है:

केन्द्र शासित प्रदेश	सामान्य पूंजी लागत (करोड़ /मेगावाट)
जम्मू और कश्मीर	6.5
लद्दाख	7.0

25.2. ऊपर निर्दिष्ट पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा ना की जाए।

26. क्षमता उपयोग कारक

एनआईडब्ल्यूई द्वारा प्रकाशित भारत के पवन ऊर्जा एटलस के अनुसार केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में पवन ऊर्जा परियोजना के लिए मानक क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ) 35% होना चाहिए।

27. संचालन एवं रखरखाव व्यय

27.1. टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य से नियंत्रण अवधि के आधार वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय 9 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा।

27.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय को प्रति वर्ष 3.84% की वृद्धि को ध्यान में रखकर निकाला जाएगा।

अध्याय 5: सौर पीवी परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर**28. पूंजी लागत**

28.1 सौर पीवी परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत इस प्रकार होगी:

केन्द्र शासित प्रदेश	सामान्य पूंजी लागत (करोड़ / मेगावाट)
जम्मू और कश्मीर	6.0
लद्दाख	6.5

28.2 ऊपर निर्दिष्ट पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा नहीं की जाती।

29. क्षमता उपयोग कारक

केन्द्रशासित प्रदेशों में सौर पीवी परियोजनाओं के लिए मानक सीयूएफ नीचे दिए गए अनुसार होगा

केन्द्र शासित प्रदेश	मानक क्षमता उपयोग कारक
जम्मू और कश्मीर	18%
लद्दाख	21%

30. सहायक उपभोग

लघु पनबिजली परियोजनाओं के लिए मानक सहायक खपत 0.25% होगी।

31. संचालन एवं रखरखाव व्यय

31.1. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय नीचे दिए गए अनुसार होंगे:

केन्द्र शासित प्रदेश	ओ एंड एम व्यय (लाख/मेगावाट)
जम्मू और कश्मीर	9.75
लद्दाख	14

31.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष 3.84% की वृद्धि को ध्यान में रखकर निकाला जाएगा।

अध्याय 6: लघु जल विद्युत परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर

32. पूंजीगत लागत

32.1. लघु जलविद्युत परियोजनाओं के लिए मानक पूंजी लागत इस प्रकार होगी:

केन्द्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से नीचे	5 मेगावाट से 25 मेगावाट
जम्मू और कश्मीर	11 करोड़/मेगावाट	10 करोड़/मेगावाट
लद्दाख	12 करोड़/मेगावाट	11 करोड़/मेगावाट

32.2. ऊपर निर्दिष्ट पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की पूरी अवधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा ना की जाए।

33. क्षमता उपयोग कारक

लघु जलविद्युत परियोजनाओं के लिए सीयूएफ 40% होगा।

34. सहायक उपभोग

लघु पनबिजली परियोजनाओं के लिए मानक सहायक खपत 1.0% होगी।

35. संचालन एवं रखरखाव व्यय

35.1. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय नीचे दिए गए अनुसार होंगे

	नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए ओ एंड एम व्यय	
केन्द्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से नीचे (लाख/मेगावाट)	5 मेगावाट से 25 मेगावाट (लाख/मेगावाट)
जम्मू और कश्मीर	41.78	31.34
लद्दाख	41.78	31.34

35.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष 3.84% की वृद्धि को ध्यान में रखकर निकाला जाएगा।

अध्याय 7: रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर

36. पूंजीगत लागत

मानक पूंजी लागत 6.25 करोड़ रुपये/मेगावाट होगी।

37. संयंत्र भार कारक

37.1. टैरिफ के निश्चित शुल्क घटक के निर्धारण के लिए पीएलएफ इस प्रकार होगा:

1. प्रथम वर्ष के दौरान: 70%;
2. दूसरे वर्ष से: 80%

38. सहायक उपभोग

38.1. सहायक बिजली खपत कारक इस प्रकार होगा: -

1. संचालन के पहले वर्ष के दौरान: 11%
2. दूसरे वर्ष से: 10%

39. स्टेशन ताप दर

बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए स्टेशन ताप दर 4200 किलो कैलोरी/किलोवाट होगा।

40. संचालन एवं रखरखाव व्यय

40.1. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय पहले वर्ष की पूंजीगत लागत का 5% होगा।

40.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय को 3.84% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।

41. ईंधन मिश्रण, ईंधन मूल्य और कैलोरी मान

41.1 बायोमास पावर प्लांट को इस तरह से डिजाइन किया जाएगा कि यह बायोमास विद्युत परियोजना के आसपास उपलब्ध विभिन्न प्रकार के गैर-जीवाश्म ईंधन जैसे फसल अवशेष, कृषि-औद्योगिक अवशेष, वन अवशेष, आदि और अन्य बायोमास ईंधन का उपयोग करें जिसे एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जाए।

41.2 बायोमास विद्युत उत्पादन कंपनियां संबंधित परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

41.3 आयोग द्वारा बायोमास ईंधन की कीमत 3921.59 रुपये/टन और कैलोरी मान 3100 किलो कैलोरी/किलोग्राम को निर्धारित किया जाएगा।

41.4 टैरिफ के निर्धारण के समय बायोमास ईंधन की कीमत को एक स्वतंत्र अध्ययन के आधार पर आयोग द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है, यदि आवश्यक हो, तो केंद्र शासित प्रदेश स्तर की समिति का गठन किया जाएगा जिसमें नोडल एजेंसी, राज्य सरकार, वितरण लाइसेंसधारी, बायोमास बिजली उत्पादक संघ और कोई अन्य संगठन के प्रतिनिधि शामिल होंगे।

42. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाएगा।

अध्याय 8- बायोमास गैसीफायर विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर

43. पूंजीगत लागत

मानक पूंजी लागत रुपये 5.93 करोड़/मेगावाट होगी।

44. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के निश्चित शुल्क घटक के निर्धारण के लिए थ्रेसहोल्ड पीएलएफ 85% होगा।

45. सहायक उपभोग

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

46. संचालन एवं रखरखाव व्यय

46.1. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय पहले वर्ष की पूंजीगत लागत का 10% होगा।

46.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय को 3.84% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।

47. ईंधन मिश्रण, ईंधन की कीमत और विशिष्ट ईंधन खपत

47.1. बायोमास गैसीफायर पावर प्लांट को इस तरह से डिजाइन किया जाएगा कि यह बायोमास विद्युत परियोजना के आसपास उपलब्ध विभिन्न प्रकार के गैर-जीवाश्म ईंधन जैसे फसल अवशेष, कृषि-औद्योगिक अवशेष, वन अवशेष, आदि और अन्य बायोमास ईंधन का उपयोग करें जिसे एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किया जाए।

47.2. बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत उत्पादन कंपनियों संबंधित परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

47.3. आयोग द्वारा बायोमास ईंधन की 3921.59 रुपये/टन की कीमत को निर्धारित किया जाएगा।

47.4. बायोमास गैसीफायर आधारित बिजली परियोजना के लिए मानक विशिष्ट ईंधन खपत 1.25 किलोग्राम प्रति किलोवाट होगी।

47.5. टैरिफ के निर्धारण के समय बायोमास ईंधन की कीमत को यदि आवश्यक हो तो एक स्वतंत्र अध्ययन के आधार पर आयोग द्वारा अनुमोदित किया जा सकता है, जिसे राज्य/केंद्र शासित प्रदेश स्तरीय समिति का गठन करके किया जाएगा जिसमें राज्य/केंद्र शासित प्रदेश की नोडल एजेंसी, राज्य सरकार, वितरण लाइसेंसधारी, बायोमास बिजली उत्पादक संघ और कोई अन्य संगठन के प्रतिनिधि शामिल होंगे।

48. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

जीवाश्म ईंधन के उपयोग पर विचार नहीं किया जाएगा।

49. ईंधन के उपयोग के लिए निगरानी तंत्र

49.1. प्रोजेक्ट डेवलपर मासिक ऊर्जा बिल के साथ, प्रत्येक माह के लिए लाभार्थी को चार्टर्ड अकाउंटेंट/लागत लेखाकार द्वारा विधिवत प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण और मासिक ईंधन खरीद विवरण (ईंधन खपत की निगरानी के उद्देश्य से आयोग द्वारा नियुक्त उपयुक्त एजेंसी को एक प्रति के साथ) प्रस्तुत करेगा।

49.2. किसी भी वित्तीय वर्ष के दौरान प्रोजेक्ट डेवलपर द्वारा जीवाश्म ईंधन के उपयोग की शर्तों का अनुपालन न करने पर, ऐसे बायोमास विद्युत परियोजना के लिए इन विनियमों के अनुसार टैरिफ की प्रयोज्यता वापस ले ली जाएगी।

अध्याय 9: बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विशिष्ट पैरामीटर**50. पूंजीगत लागत**

मानक पूंजी लागत रुपये 11 करोड़/मेगावाट होगी।

51. संयंत्र भार कारक

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

52. सहायक उपभोग

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

53. संचालन एवं रखरखाव व्यय

53.1. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए मानक ओ एंड एम व्यय पहले वर्ष की पूंजीगत लागत का 5% होगा।

53.2. बाद के वर्षों के लिए मानक ओ एंड एम व्यय को 3.84% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।

54. ईंधन लागत (फ्रीड स्टॉक मूल्य) और विशिष्ट ईंधन खपत

54.1. आयोग द्वारा फ्रीड स्टॉक मूल्य 1567 रुपये/टन को निर्धारित किया जाएगा।

54.2. बायोगैस आधारित बिजली परियोजना के लिए मानक विशिष्ट ईंधन खपत 3 किलोग्राम प्रति किलोवाट होगी।

अध्याय 10: विविध**55. मानदंडों से विचलन**

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन संयंत्र से उत्पन्न बिजली की बिक्री के लिए टैरिफ पर भी उत्पादन कंपनी और लाइसेंसधारी के बीच सहमति हो सकती है, बशर्ते कि इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों से विचलन में, विचलन में मानदंडों के आधार पर परियोजना के उपयोगी जीवन पर स्तरीकृत टैरिफ इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर गणना किए गए स्तरीकृत टैरिफ से अधिक न हो।

56. छूट देने की शक्ति -

आयोग, सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, कारणों को लिखित रूप में दर्ज करके, और छूट दिए जाने से प्रभावित होने वाले संभावित पक्षों को सुनवाई का अवसर प्रदान करने के बाद, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को स्वप्रेरणा से या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर छूट दे सकता है।

57. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी करने में उत्पन्न होने वाली किसी भी कठिनाई के मामले में, आयोग या तो स्वतः संज्ञान ले सकता है या एक याचिका पर, एक आदेश द्वारा, ऐसे प्रावधान बना सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों के साथ असंगत न हों जो ऐसी कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

58. संशोधन करने की शक्ति

आयोग समय-समय पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को जोड़, परिवर्तित, पुनरीक्षित, निलंबित, संशोधित, सुधार या निरस्त कर सकता है।

आयोग के आदेश द्वारा।

वी. के. धर, (जेकेएस) सचिव, जेईआरसी

[विज्ञापन-III/4/असा./784/2023-24]

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For the UT of J & K and the UT of Ladakh)

NOTIFICATION

Jammu, the 12th February, 2024

No. JERC-JKL/Reg/2024/9 In exercise of the powers conferred under Sections 61, 66 and 86 read with Section 181 of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling it in this behalf, the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh hereby makes the following Regulations.

Chapter 1**1. Short Title, Commencement and Extent**

1.1. These Regulations shall be called the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Terms and Conditions for Tariff Determination for grid-interactive Renewable Energy Sources) Regulations, 2024.

- 1.2. These Regulations shall come into force from the date of their publication in the Official Gazette.

Chapter 2

2. Definitions

- 2.1. In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- 1 “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- 2 “**Auxiliary Energy Consumption**”, 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: Provided that it shall not include energy consumed for supply of power by the generating Station to its housing colony and other facilities, and for construction works at the generating Station;
- 3 “**Average Power Purchase Cost**” or “**APPC**” means the weighted average price at which the Distribution Licensee has purchased or is expected to purchase electricity (excluding procurement from RE sources and liquid fuel sources), including the cost of self-generation, if any, as approved by the Commission in the relevant Tariff Order or any other general or specific Order;
- 4 “**Biogas**” means a gas created when organic matters like crop residues, sewage, and manure break down in an oxygen-free environment;
- 5 “**Biomass**” means wastes produced during agricultural and forestry operations (such as straws and stalks, etc.) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (such as 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;
- 6 “**Biomass gasification**” means a process of incomplete combustion of biomass resulting in the production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon Monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called ‘producer gas’
- 7 “**Capacity Utilisation Factor**” or “**CUF**” 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**” means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76 of the Act;
- 9 “**CERC RE Tariff Regulations**” means the applicable Regulations of the Central Commission governing Renewable Energy (‘RE’) Tariff determination;
- 10 “**Commission**” means the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh;
- 11 “**Control Period**” or “**Review Period**” means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain in force and are subject to review after the Control Period (except Capital Cost and Statutory Changes);
- 12 “**Date of Commissioning**” means the date of commissioning declared by a Generating Company in relation to a Unit of its Generating Station:

Provided that the date of commissioning shall be certified based on joint inspection by RE Generator and concerned Distribution Licensee or SLDC as may be applicable;
- 13 “**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;
- 14 “**Eligible Project**” means any of the Renewable Energy Projects with or without Storage as per details given under Clause 4;
- 15 “**Existing Renewable Energy Plants**”, means renewable generating stations, which have achieved COD prior to coming into force of these Regulations;
- 16 “**Gross Calorific Value**” or ‘**Calorific Value**’ in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kilocalories by the 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;
- 17 “**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;

- 18 “Inter-connection Point”** shall mean the interface point of the renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
- in relation to wind energy projects and solar photovoltaic projects, the inter-connection point shall be a line isolator on the outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - in relation to small hydro power, biomass power, and solar thermal power projects, the inter-connection point shall be the line isolator on the outgoing feeder on HV side of the generator transformer;
- 19 “MNRE”** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- 20 “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;
- 21 “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;
- 22 “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;
- 23 “Project”** means a generating station or the evacuation system up to an inter-connection point, as the case may be, and in the case of a small hydro generating station includes all components of the generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
- 24 “Renewable Energy Power Plants”** means power plants other than the conventional power plants generating grid-quality electricity from renewable energy sources;
- 25 “Renewable Energy Sources”** means renewable sources such as small hydro, wind, and solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
- 26 “Small Hydro”** means Hydro Power projects with a station capacity up to and including 25 MW;
- 27 “Solar PV power”** means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic;
- 28 “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;
- 29 “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;
- 30 “Tariff period”** means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- 31 “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;
- 32 “Useful Life”** in relation to a unit of a generating station including an 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	20 years
e) Solar PV/Solar thermal power project with or without Energy Storage	25 years
f) Solar Wind Hybrid	25 years
g) Biomass Gasifier based power project	20 years
h) Biogas-based power project	20 years

33 “Year” means financial year

- 2.2.** 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 a 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 projects, Biomass power based on the Rankine cycle, Biomass gasifier, Biomass gasifier, Biogas power projects, Biogas power projects, and Municipal Solid Waste, these Regulations shall apply subject to the fulfillment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations

4. Eligibility Criteria

Tariffs for the following category of Renewable Energy Plants shall be determined under Section 62 of the Act;

- 4.1 Wind power project** – using new wind turbine generators, located at the sites approved by the State Nodal Agency/State Government with a **capacity less than 5 MW**;
- 4.2 Small hydro project** – located at the sites approved by State Nodal Agency/ State/UT Government using new plant and machinery, and installed power plant capacity to be lower than or **equal to 25 MW** at a single location;
- 4.3 Solar PV Power Project** – Based on technologies approved by MNRE with a capacity **less than 5 MW**;
- 4.4 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 the use of fossil fuel;
- 4.5 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
- 4.6 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 a 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;
- 4.7 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 incineration technology and using Municipal Solid Waste (MSW) as fuel sources;
- 4.8** Tariff for the following categories of project for which the Central Government has issued guidelines for tariff-based competitive bidding shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Act;
- a) Wind power projects using new wind turbine generators with a capacity equal to or more than 5 MW;
- b) Solar PV projects based on technologies approved by MNRE with capacity equal to or more than 5 MW;
- c) Wind Solar Hybrid projects having a capacity equal to 50 MW or more located at the same or different location with new turbine generators/ solar modules approved by the MNRE;

5. General Principles

5.1 Control Period

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of three (3) years starting from the date of the notification of these Regulations, of which the first year shall be the financial year 2023-24 and the last year shall be the financial year 2025-26:

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:

Provided further that the revision in Regulations for the next Control Period shall be undertaken prior to the end of the first Control Period and in case Regulations for the next Control Period are not notified until the commencement of next Control Period, the tariff norms as per these Regulations shall continue to remain applicable until notification of the revised Regulations subject to adjustments as per revised Regulations.

6. Tariff Period

- 6.1 The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be as per their Useful Life as defined in Regulation 2.1 (33).
- 6.2 The 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. Wind Power projects below 5 MW capacity
2. Solar PV projects below 5 MW capacity
3. Small hydro projects up to 25 MW capacity;
4. Biomass power projects including biomass gasifiers;
5. Biogas power projects;

Provided that, in case of special circumstances, the Project Developer may approach the Commission for determination of Project Specific Tariff for the 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 impact of subsidy shall be considered as per provisions given in these Regulations:

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 a case-to-case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:

- 1 Waste-to-energy projects
- 2 Solar Thermal
- 3 Solar Wind Hybrid
- 4 Any RE projects having energy storage component
- 5 Any other Renewable Energy technology as approved by the MNRE.

- 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.

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

- 8.3 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 in 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:
- 1** Information as applicable, and as appended in these Regulations;
 - 2** Fees for filing the Petition, as applicable;
 - 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 the 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).
 - 4** The consent from the Distribution Licensee to procure power at a 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.
 - 5** Any other information that the Commission requires from the Petitioner to submit.
 - 6** The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the applicable (Conduct of Business) Regulations, as amended from time to time.

10. Procurement of Power from Renewable Energy Projects

- 10.1** For Renewable Energy Technologies, for which the Generic Tariff is determined by the Commission, the JKPCCL/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 JKPCCL/Distribution Licensee opts to procure power from any Renewable Energy Project(s) set up within their licensed area at the Generic Tariff approved by the Commission, the JKPCCL/Distribution Licensee shall file the Petition for prior approval of a standard Energy Purchase Agreement for procurement of power from Renewable Energy Project(s);

Provided further that in case the JKPCCL/Distribution Licensee opts to procure power from Renewable Energy Projects through a competitive bidding process, 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.

For Renewable Energy Projects, for which the Project Specific Tariff is determined by the Commission or tariff is adopted under Section 63 of the Act, the JKPCCL/Distribution Licensees shall file the Petition for prior approval of the Energy Purchase Agreement for procurement of power from such Renewable Energy Project(s):

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

- 10.2** The JKPCCL/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.
- 10.3** All Renewable Energy power plants shall be treated as 'Must Run' power plants and procurement of power by JKPCCL/Distribution Licensee from such power plants shall not be subjected to 'Merit Order Despatch' principles.

11. Tariff Structure

- 11.1** The tariff for Renewable Energy technologies shall be a 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, biomass gasifiers, and biogas power projects having fuel cost components, 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 a levelized basis for the Tariff Period:

Provided that for Renewable Energy technologies having a single-part tariff with two components, the tariff shall be determined on a levelized basis considering the year of commissioning of the project for the fixed cost component while the fuel cost component shall be determined on the basis of year of operation (i.e. financial year wise). The fuel cost for each financial year shall be applicable for all projects operational during the year, irrespective of its date of commissioning.

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

CHAPTER 3: FINANCIAL PRINCIPLES

13. Capital cost

Norms for capital cost, as specified in relevant chapters of these regulations, shall be inclusive of land cost, pre-development expenses, all capital work including plant & machinery, civil work, erection, commissioning, financing cost, interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point.

14. Debt Equity Ratio

- 14.1 For determination of generic tariff and project-specific tariff, the debt-equity ratio shall be considered as 70:30:

Provided that, for project-specific tariff, where the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as a normative loan;

Provided further that for project specific tariff where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff;

Provided also that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment;

Provided also that the debt-equity ratio shall be considered after deducting the amount of grant or capital subsidy received for the project to arrive at the amount of debt and equity.

Explanation-The premium, if any, raised by the generating company, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid-up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the renewable energy project.

- 14.2 The project developer shall submit the resolution of the Board of the company or approval of the competent authority in other cases regarding the infusion of funds from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the renewable energy project.

15. Loan and Finance Charges

15.1 Loan Tenure

For the determination of generic tariff and project-specific tariff, loan tenure of 15 years shall be considered.

15.2 Interest on Loan

- 1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 14 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. For project-specific tariff, the normative loan outstanding as on 1st of April of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to 31st March of previous year from the gross normative loan.

- 2 For the purpose of computation of tariff, normative interest rate of two hundred (200) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one-year tenor) prevalent during the last available six months shall be considered.
- 3 Notwithstanding any moratorium period availed by project developer, 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 project admitted by the Commission. The salvage value of the project shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the project:
- 16.2 Depreciation rate of 4.67% per annum shall be considered for the first 15 years and remaining depreciation shall be evenly spread during remaining Useful Life of the project.
- 16.3 Depreciation shall be computed from the first year of commercial operation:
Provided that, for determination of project-specific tariff, in case of commercial operation of the project for part of the year, depreciation shall be computed on a pro-rata basis.
Provided that, no depreciation shall be allowed to the extent of grant or capital subsidy received for the project.

17. Return on Equity

- 17.1 The value base for equity shall be as determined under Regulation 14.
- 17.2 The normative Return on Equity shall be 14%. The normative Return on Equity shall be grossed up by the latest available notified Minimum Alternate Tax (MAT) rate for the first 20 years of the Tariff Period and by the latest available notified Corporate Tax rate for the remaining Tariff Period.

18. Interest on Working Capital

- 18.1 The Working Capital requirement in respect to wind power projects, small hydro projects, solar PV power projects, floating solar projects, solar thermal power projects, and renewable energy with storage projects shall be computed in accordance with the following:
 - a) Operation and Maintenance expenses for one month;
 - b) Receivables equivalent to 45 days of tariff for the sale of electricity calculated on normative Capacity Utilization Factor or Plant Load Factor, as the case may be; and
 - c) Maintenance spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance expenses
- 18.2 The Working Capital requirement in respect of biomass power projects with Rankine cycle technology, biogas power projects, biomass gasifier-based power projects, non-fossil fuel-based co-generation projects, municipal solid-waste based power projects, and refuse-derived fuel-based power projects shall be computed in accordance with the following:
 - a) Fuel costs for four months equivalent to normative Plant Load Factor;
 - b) Operation and Maintenance expenses for one month;
 - c) Receivables equivalent to 45 days of tariff for the sale of electricity calculated on the plant load factor; and
 - d) Maintenance spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance expenses.
- 18.3 In the case of renewable hybrid energy projects, the Working Capital requirement shall be the sum of the Working Capital requirement determined as per norms applicable for renewable energy sources, in proportion to their rated capacity in the project.
- 18.4 Interest on Working Capital shall be at an interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred and fifty (350) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one-year tenor) prevalent during the last available six months.

19. Calculation of capacity utilization factor and plant load factor:

The number of hours in a year for calculation of the capacity utilization factor and plant load factor, as the case may be, shall be considered as 8760.

20. Operation and Maintenance Expenses

- 20.1 Operation and Maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period of the project based on normative O&M expenses specified in these regulations for the first year of the Control Period.

20.2 Normative O&M expenses allowed during the first year of the Control Period under these regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the Tariff Period.

21. Rebate

21.1 For payment of bills of the generating company through revolving and valid letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills, a rebate of 1.5% on bill amount shall be allowed.

Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is official holiday, the 5th day for the purpose of rebate shall be construed as the immediate succeeding working day.

21.2 Where payments are made on any day after 5 days within a period of one month from date of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

22. Late payment surcharge

In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge at the rate of 1.50% per month shall be levied by the generating company.

23. Subsidy or incentive by the Central or the State Government

23.1 The Commission shall take into consideration any incentive, grant or subsidy from the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit, availed by the project, 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:

- a) Assessment of benefit shall be based on normative capital cost, accelerated depreciation rate and corporate income tax rate as per relevant provisions of Income Tax Act, 1961 as amended from time to time; and
- b) Capitalization of renewable energy projects during second half of the fiscal year.
- c) Per unit benefit shall be derived on levelized basis at discount factor equivalent to weighted average cost of capital.

23.2 Any grant, subsidy or incentives availed by renewable energy project, which is not considered at time of determination of tariff, shall be deducted by the beneficiary in subsequent bills after receipt of such grant, subsidy or incentive in suitable instalments or within such period as may be stipulated by the Commission.

24. Statutory Charges

The renewable energy project developer shall recover from the beneficiaries, the statutory charges imposed by the State and Central Government such as water cess, electricity duty on auxiliary consumption subject to maximum of normative auxiliary consumption.

CHAPTER 4: TECHNOLOGY-SPECIFIC PARAMETERS FOR WIND ENERGY PROJECTS

25. Capital Cost

25.1. The Capital Cost for Wind Energy Projects shall include the Wind Turbine Generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and Interest during Construction, and capital investment relating to forecasting and scheduling. The normative Capital cost for the Wind Energy Projects for the control period shall be as given in the table below:

UT	Normative Capital Cost (Cr/MW)
J&K	6.5
Ladakh	7.0

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

26. Capacity Utilisation Factor

The normative Capacity Utilization Factor (CUF) for the wind power project in the UT of J&K and the UT of Ladakh shall be 35% as per India's Wind Power Atlas published by NIWE

27. Operation and Maintenance Expenses

27.1. The normative O&M expenses for the base year of the control period shall be Rs. 9 lakhs per MW, for the purpose of tariff determination.

27.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived considering 3.84% escalation per annum.

CHAPTER 5: TECHNOLOGY SPECIFIC PARAMETERS FOR SOLAR PV PROJECTS**28. Capital Cost**

28.1 The normative Capital Cost for Solar PV projects shall be as follows:

UT	Normative Capital Cost (Cr/MW)
J&K	6.0
Ladakh	6.5

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

29. Capacity Utilisation Factor

The normative CUF for Solar PV Projects in UTs shall be as given below

UT	Normative Capacity Utilization Factor
J&K	18%
Ladakh	21%

30. Auxiliary Consumption

Normative Auxiliary Consumption for small hydro projects shall be 0.25%.

31. Operation and Maintenance Expenses

31.1. The normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, shall be as given below:

UT	O&M expenses (Lakh/MW)
J&K	9.75
Ladakh	14

31.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived considering 3.84% escalation per annum.

CHAPTER 6: TECHNOLOGY SPECIFIC PARAMETERS FOR SMALL HYDRO PROJECT**32. Capital Cost**

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

UT	Below 5 MW	5MW to 25 MW
J&K	11 Cr/MW	10 Cr/MW
Ladakh	12 Cr/MW	11 Cr/MW

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

33. Capacity Utilisation Factor

CUF for Small Hydel Projects shall be 40%.

34. Auxiliary Consumption

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

35. Operation and Maintenance Expenses

35.1. The normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, shall be as given below

	O&M expenses for first year of control period	
UT	Below 5 MW (Lakh/MW)	5MW to 25 MW (Lakh/MW)
J&K	41.78	31.34
Ladakh	41.78	31.34

35.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be derived considering 3.84% escalation per annum.

CHAPTER 7: TECHNOLOGY SPECIFIC PARAMETERS FOR BIOMASS POWER PROJECTS BASED ON RANKINE CYCLE TECHNOLOGY

36. Capital Cost

The normative Capital Cost shall be Rs. 6.25 Cr/MW.

37. Plant Load Factor

37.1. PLF for determining fixed charge component of Tariff shall be:

1. During 1st year: 70%;
2. From 2nd Year onwards: 80%

38. Auxiliary Consumption

38.1. The auxiliary power consumption factor shall be as follows: -

1. During first year of operation: 11%
2. From 2nd year onwards: 10%

39. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for Biomass Power projects shall be 4200 kcal/kWh.

40. Operation and Maintenance Expenses

40.1. The normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 5% of the capital cost for first year.

40.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be escalated at the rate of 3.84% per annum.

41. Fuel Mix, Fuel Price, and Calorific Value

41.1. 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.

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

41.3. The Biomass Fuel Price of Rs 3921.59/tonne and Calorific Value of 3100 kcal/kg shall be considered by the Commission.

41.4. 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 an UT level committee consisting of representatives of Nodal Agency, State Government, Distribution Licensees, biomass power producers' association and any other organization.

42. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall not be considered.

CHAPTER 8- TECHNOLOGY SPECIFIC PARAMETERS FOR BIOMASS GASIFIER POWER PROJECTS

43. Capital Cost

The normative Capital Cost shall be Rs. 5.93 Cr/MW.

44. Plant Load Factor

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

45. Auxiliary Consumption

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

46. Operation and Maintenance Expenses

46.1. The normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 10% of the capital cost for the first year.

46.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be escalated at the rate of 3.84% per annum.

47. Fuel Mix, Fuel Price and Specific Fuel Consumption

47.1. 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 the MNRE.

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

47.3. The Biomass Fuel Price of Rs 3921.59/tonne shall be considered by the Commission.

47.4. Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh for Biomass Gasifier based power project.

47.5. 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.

48. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall not be considered.

49. Monitoring Mechanism for the use of fuel

49.1. 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 fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.

49.2. 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.

CHAPTER 9: TECHNOLOGY SPECIFIC PARAMETERS FOR BIOGAS BASED POWER PROJECTS**50. Capital Cost**

The normative Capital Cost shall be Rs. 11 Cr/MW.

51. Plant Load Factor

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

52. Auxiliary Consumption

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

53. Operation and Maintenance Expenses

53.1. The normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 5% of the capital cost for first year.

53.2. The normative O&M expenses for subsequent years shall be escalated at the rate of 3.84% per annum.

54. Fuel Cost (Feed stock Price) and Specific Fuel Consumption

54.1. The Feed stock Price of Rs 1567/tonne shall be considered by the Commission.

54.2. Normative specific fuel consumption shall be 3 kg per kWh for Biogas based power project.

CHAPTER 10: MISCELLANEOUS**55. Deviation from norms**

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.

56. Power to Relax

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.

57. Power to Remove Difficulties

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.

58. Power to amend

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

By Order of the Commission.

V. K. DHAR, (JKAS) Secy., JERC

[ADVT.-III/4/Exty./784/2023-24]