



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-22072024-255513
CG-DL-E-22072024-255513

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 530]
No. 530]

नई दिल्ली, मंगलवार, जुलाई 16, 2024/आषाढ 25, 1946
NEW DELHI, TUESDAY, JULY 16, 2024/ASHADHA 25, 1946

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 12 जून, 2024

सं. आरए-14026(11)/1/2023-केविआ.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 के खंड (2) के उप-खंड (घ) के साथ पठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात् निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :-

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ

(1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन तथा शर्त) विनियम, 2024 है।

(2) ये विनियम 1.07.2024 से प्रवृत्त होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनका पूर्व पुनर्विलोकन या इन्हें विस्तारित न किए जाएं, 31.03.2027 तक प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएं तथा निर्वचन

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

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

ख) उत्पादन केन्द्र के मामले में अवधि के संबंध में, 'सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्स' से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मानकीय मात्रा, जिसमें उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित हैं,

अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

ग) 'बायोमास' से बायोमास का हिस्सा होते हुए, केन्द्र सरकार द्वारा यथा मान्यता प्राप्त ऐसे अन्य अपशिष्ट सहित कृषि तथा वन संबंधी क्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरणार्थ, स्ट्रॉ तथा डंठल) या कृषि उत्पादों (हस्क, कोशिका, गैर तैलीय केक); की प्रसंस्करण क्रियाओं के उपोत्पाद के रूप में उत्पाद, समप्रित ऊर्जा बागान में उत्पादित काष्ठ या वन्य बुससे/बीड से प्राप्त उत्पादन; और कुछ औद्योगिक प्रचालनों में उत्पादित काष्ठ अपशिष्ट अभिप्रेत है;

घ) 'बायोमास गैसीफिकेशन' से कार्बन मोनोक्साइड (सीओ), हाइड्रोजन (एच₂) तथा मीथेन, जिसे उत्पादक गैस कहा जाता है, के तत्वों (सीएच₄) जिसे गैस उत्पादक भी कहा जाता है के मिश्रण से बने दहनशील गैसों के उत्पादन के परिणामस्वरूप बायोमास की अधूरी दहन प्रक्रिया अभिप्रेत है;

ङ) 'बायोगैस' से उस समय उत्पादित गैस अभिप्रेत है जब फसल के अवशेष, मल और खाद जैसे जैव पदार्थ आक्सीजन-मुक्त परिवेश में विघटित (फर्मेंट्स) हो जाते हैं।

च) 'पूँजी लागत' से विनियमों 12, 24, 27, 31, 39, 46, 50, 56, 62, 67 और 71 में यथा संदर्भित परियोजना की पूँजी लागत अभिप्रेत है;

छ) 'आयोग' से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;

ज) 'कारबार का संचालन विनियम' से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार का संचालन) विनियम, 2023 या उसका कोई उत्तरवर्ती पुनःअधिनियमन अभिप्रेत है;

झ) 'नियंत्रण अवधि' से वह अवधि अभिप्रेत है जिसमें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने वाले सनियम पुनः वैध रहेंगे;

ञ) 'फ्लोटिंग सोलर परियोजना' या 'एफपीवी' से ऐसी सोलर पीवी पावर परियोजना अभिप्रेत है जहां फ्लोटिंग, एंकरिंग और मूरिंग प्रणाली की मदद से कृत्रिम बेसिन या झील जैसे जलाशय के ऊपर परियोजना की संरचना पर फोटोवोल्टिक पैनलों की सरणियाँ तैरती हैं;

ट) 'ग्रिड कोड' से समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2023 या उसका कोई उत्तरवर्ती पुनःअधिनियमन अभिप्रेत है;

ठ) उत्पादनकारी स्टेशन में प्रयुक्त ईंधन के संबंध में, 'सकल कैलोरिफिक मूल्य' या 'जीसीवी' से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kCal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है;

ड) 'कुलकेन्द्र ताप दर' या 'सकल एसएचआर' से थर्मल उत्पादन केन्द्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादन करने के लिए अपेक्षित किलो कैलोरी (kCal) में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है;

ढ) 'संस्थापित क्षमता' या 'आईसी' से उत्पादन केन्द्र के सभी यूनिटों के नेमप्लेट क्षमताओं का संकलन या उत्पादन केन्द्र की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर संगणित) अभिप्रेत है। सौर पीवी परियोजनाओं और फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के मामले में, संस्थापित क्षमता परियोजनाओं के इवर्टों के (नॉमिनल एसी पावर) नेमप्लेट क्षमताओं का योग होगी।

ण) 'अंतर संयोजन बिंदु' से, यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन प्रसुविधा के इंटरफेस बिंदु अभिप्रेत है, और इसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे;

i. पवन पावर परियोजनाओं, सौर पीवी पावर परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं और भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन आइसोलेटर; और

ii. लघु हाइड्रो परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं तथा सौर थर्मल पावर परियोजनाओं के संबंध में, जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड के बाहरी फीडर पर लाइन आइसोलेटर।

त) 'एमएनआरई' से भारत सरकार का नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय अभिप्रेत है;

थ) 'म्यूनिसिपल सॉलिडवेस्ट' या 'एमएसडब्ल्यू' से अभिप्राय तथा इसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट को छोड़कर लेकिन बायो मेडिकल अपशिष्ट सहित या तो ठोस या अर्धठोस रूप में म्यूनिसिपल या अधिसूचित क्षेत्रों में वाणिज्यिक तथा आवासीय उत्पादित अपशिष्ट सम्मिलित हैं;

द) 'गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना' का अभिप्राय है ऐसा उत्पादन स्टेशन जो उस प्रक्रिया का उपयोग करता है जिसमें बायोमास के उपयोग से क्रमिक ढंग से एक से अधिक रूप में ऊर्जा (जैसे कि भाप और विद्युत) उत्पादित होती है;

ध) 'प्रचालन तथा रखरखाव खर्च' या 'ओएंडएम खर्च' से परियोजना या उसके भाग के प्रचालन तथा रखरखाव पर उपगत व्यय अभिप्रेत है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, फालतू पुर्जे, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा तथा अन्य खर्च सम्मिलित हैं;

न) 'परियोजना' से, यथास्थिति, अंतर-संयोजन बिंदु तक उत्पादन केंद्र या निष्क्रमण प्रणाली अभिप्रेत है तथा लघु हाइड्रो परियोजना के मामले में, उत्पादन प्रसुविधा से सभी संघटक जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डैम, इंटेक जल कंडक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम के उत्पादन यूनिट सम्मिलित हैं;

प) 'पंप स्टोरेज हाइड्रो परियोजना' से ऐसी हाइड्रोपावर परियोजना अभिप्रेत है, जो निम्नतर ऊंचाई वाले जलाशय से उच्चतर ऊंचाई वाले जलाशय में पंप किए गए संभावित ऊर्जा के रूप में संग्रहीत जल के माध्यम से विद्युत उत्पन्न करता है;

फ) 'रिफ्यूज डिराइब्ड फ्यूल' या 'आरडीएफ' से अभिप्राय ठोस अपशिष्ट के कॉम्पेक्टिंग कम्बस्टिबल संघटक और ड्राइंग डी स्टोनिंग, श्रेडिंग, डी-हाईड्रेटिंग द्वारा उत्पादित पेलेट्स या फ्लफ के रूप में क्लोरिनेटेड प्लास्टिक से भिन्न ठोस अपशिष्ट के अलग कम्बस्टिबल प्रोक्शन से है जिसे ईंधन के रूप में प्रयुक्त किया जा सकता है;

ब) 'नवीकरणीय ऊर्जा' या 'आरई' से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित विद्युत अभिप्रेत है;

भ) 'नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना' से उत्पादनकारी स्टेशन अभिप्रेत है जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादित करता है;

म) 'नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत' से नवीकरणीय ऊर्जा के स्रोतों जैसे हाइड्रो, पवन, सौर, संयुक्त चक्र के साथ इसके एकीकरण सहित, बायोमास, बायोफ्यूल सहउत्पादन, शहरी या नगरपालिका अपशिष्ट, और केन्द्र सरकार द्वारा मान्यता प्राप्त या अनुमोदित ऐसे अन्य स्रोत अभिप्रेत और इसमें शामिल हैं;

य) 'भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना' से समान अंतर-संयोजन बिंदु पर भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का संयोजन या भंडारण के साथ नवीकरणीय हाइड्रिड ऊर्जा परियोजनाओं का संयोग अभिप्रेत है;

कक) 'नवीकरणीय हाइड्रिड ऊर्जा परियोजना' से ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना अभिप्रेत है जो समान अंतर-संयोजन बिंदु पर जुड़े अक्षय नवीकरणीय स्रोतों के संयोजन से विद्युत का उत्पादन करती है;

खख) 'लघु हाइड्रो परियोजना' से एक ही स्थान पर 25 मेगावाट तक और सहित संस्थापित क्षमता या समय-समय पर भारत सरकार द्वारा परिभाषित हाइड्रोपावर परियोजना अभिप्रेत है;

गग) 'सौर पीवी पावर प्रोजेक्ट' से ऐसी परियोजना अभिप्रेत है, जो फोटोवोल्टिक प्रौद्योगिकी के माध्यम से विद्युत में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है और यह क्रिस्टलीन सिलिकॉन, थिन फिल्म या एमएनआरई द्वारा अनुमोदित किसी भी अन्य प्रौद्योगिकियों पर आधारित है;

घघ) 'सौर थर्मल पावर परियोजना' से ऐसी परियोजना अभिप्रेत है जो केंद्रित सौर पावर प्रौद्योगिकी के माध्यम से विद्युत में सीधे रूपांतरण के लिए सूर्य के प्रकाश का उपयोग करती है और यह लाइन फोकस या बिंदु फोकस सिद्धांत पर आधारित है;

ङङ) 'राज्य नोडल एजेंसी' से अभिप्राय राज्य में ऐसी एजेंसी से है जिसे उस राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के कुशल उपयोग को बढ़ावा देने के लिए नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा नामित किया जा सकता है;

चच) 'भंडारण' से अभिप्राय ऐसी ऊर्जा भंडारण प्रणाली से है, जो ऊर्जा के विभिन्न रूपों को संग्रहीत करने और विद्युत के रूप में संग्रहीत ऊर्जा को वितरित करने के लिए ठोस अवस्था बैटरी, फ्लो बैटरियों, पंप्ड भंडारण, संपीड़ित हवा, ईंधन सेलों, हाइड्रोजन भंडारण या किसी अन्य प्रौद्योगिकी जैसी पद्धतियों और प्रौद्योगिकियों का उपयोग करती है;

छछ) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए 'टैरिफ अवधि' उनके उपयोगी जीवन के समान होगी और टैरिफ अवधि ऐसी पावर परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से मानी जाएगी;

जज) समर्पित निकासी प्रणाली सहित परियोजना के संबंध में 'उपयोगी जीवन' का अभिप्राय, इस प्रकार की परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से होगा:

i.	पवन पावर परियोजना	25 वर्ष
ii.	रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजना	25 वर्ष
iii.	गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना	25 वर्ष
iv.	लघु हाइड्रो परियोजना	40 वर्ष
v.	म्युनिसिपल ठोस अपशिष्ट आधारित पावर परियोजना/ रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित पावर परियोजना	20 वर्ष
vi.	सौर पीवी पावर परियोजना/फ्लोटिंग सौर परियोजना/ सौर थर्मल पावर परियोजना	25 वर्ष
vii.	बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजना	25 वर्ष
viii.	बायोगैस आधारित पावर परियोजना	25 वर्ष
ix.	नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना	विनियमन 70 के अधीन यथा निर्दिष्ट कम्पोसिट टैरिफ के लिए नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए संयुक्त विभिन्न आरई प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन का न्यूनतम।
x.	भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना	परियोजना के उपयोगी जीवन के समान यह मानते हुए कि भंडारण नहीं है

ii) 'वर्ष' से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(2) जैसा कि उपर्युक्त है जब तक कि संदर्भ या विषय वस्तु से अन्यथा अपेक्षित या अपवर्जित न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा का, जो परिभाषित नहीं हैं किंतु अधिनियम या भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या समय-समय पर यथा संशोधित, केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2024 में परिभाषित हैं का वही अर्थ होगा जो क्रमशः अधिनियम, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या समय-समय पर यथा संशोधित, केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2024 में है।

3. प्रयोज्यता की परिधि तथा विस्तार

ये विनियम, उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित और नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ किए गए ग्रिड से जुड़े उत्पादनकारी स्टेशन या या उसके यूनिट के लिए टैरिफ का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन किया जाना है :

परंतु यह कि पवन पावर परियोजनाओं, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजनाओं, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं, सौर पीवी पावर परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर थर्मल पावर परियोजनाओं, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं, भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित पावर परियोजनाओं, बायोगैस आधारित पावर परियोजनाओं, म्युनिसिपल ठोस

अपशिष्ट आधारित पावर परियोजनाओं और रिफ्यूज़ से प्राप्त ईंधन आधारित नगरपालिका टोस अपशिष्ट पावर परियोजनाओं के मामले में, ये विनियम, इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करने के अधीन लागू होंगे।

4. पात्रता मानदंड

क) पवन पावर परियोजना – वह परियोजना जो नए पवन टरबाइन जनरेटर का उपयोग करती है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त सरकार द्वारा अनुमोदित साइटों, तटीय या अपतटीय स्थित है।

ख) लघु हाइड्रो परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है और राज्य नोडल एजेंसी या उपयुक्त सरकार द्वारा अनुमोदित साइटों पर स्थित है।

ग) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास पावर परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है, रैंकिन चक्र तकनीक पर आधारित है, और किसी भी जीवाश्म ईंधन का उपयोग नहीं करती है।

घ) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना – वह परियोजना जो नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है, और सह-उत्पादन के टॉपिंग चक्र मोड पर आधारित है।

सह-उत्पादन का टॉपिंग चक्र मोड – कोई भी सुविधा जो विद्युत उत्पादन के लिए गैर-जीवाश्म ईंधन इनपुट का उपयोग करती है और साथ ही साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी ऊष्म अनुप्रयोगों के लिए उत्पन्न थर्मल ऊर्जा का उपयोग करती है:

परंतु यह कि सह-उत्पादन की सुविधा के लिए टॉपिंग साइकल मोड के तहत अर्हता प्राप्त करने के लिए, उपयोगी विद्युत आउटपुट और आधा उपयोगी थर्मल आउटपुट का योग क्रशिंग सत्र के दौरान सुविधा की ऊर्जा खपत के 45% से अधिक हो।

स्पष्टीकरण— इस खंड के प्रयोजनों के लिए,

(क) 'उपयोगी विद्युत आउटपुट' जनरेटर से सकल विद्युत उत्पादन है। स्वयं सहउत्पादन प्लांट (उदाहरण के लिए बॉयलर फीड पंप और एफडी / आईडी के फैंस) में ही सहायक खपत होगी। निवल पावर आउटपुट का परिकलन करने के लिए, सकल आउटपुट में से सहायक खपत को घटाना आवश्यक होगा। परिकलन की सरलता के लिए, उपयोगी विद्युत आउटपुट को जनरेटर से सकल विद्युत (kWh) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया गया है।

(ख) 'उपयोगी थर्मल आउटपुट' वह उपयोगी हीट (भाप) है जिसे सहउत्पादन प्रसुविधा द्वारा प्रक्रिया को प्रदान किया जाता है।

(ग) प्रसुविधा की 'ऊर्जा खपत' एक उपयोगी ऊर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः बगास या अन्य बायोमास ईंधन) द्वारा प्रदाय किया जाता है।

(घ) 'टॉपिंग चक्र' से वह सह-उत्पादन प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें थर्मल ऊर्जा औद्योगिक गतिविधियों में लागू उपयोग हीट का अनुसरण करते हुए विद्युत का उत्पादन करती है।

(ङ) सौर पीवी पावर परियोजना, फ्लोटिंग सौर परियोजना और सौर थर्मल पावर परियोजना – परियोजना एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित हैं।

परंतु यह कि भूमि से जुड़े सौर पीवी परियोजना के अलावा मौजूदा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के साथ स्थापित फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं को नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के रूप में माना जाएगा।

(च) नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना – एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से उत्पादन की रेटेड क्षमता, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना की कुल संस्थापित क्षमता का कम से कम 33% है, जो अंतर संयोजन के एक समान बिंदु पर प्रचालित होती है: परंतु यह कि ऊर्जा को एक समान अंतर संयोजन बिंदु पर ग्रिड में इंजेक्ट किया गया हो और तदनुसार उस सामान्य अंतर संयोजन बिंदु पर मीटरिंग की गई हो।

(छ) बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजना – यह परियोजना नया संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती है, और इसकी ग्रिड संबद्ध प्रणाली है जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर प्रौद्योगिकियों के साथ मिलकर 100% उत्पादक गैस इंजिन का उपयोग करती है।

(ज) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना — इस परियोजना में नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है और इसमें ग्रिड से जुड़ी प्रणाली है जिसमें सह-पाचक कृषि अवशेषों, खाद और एमएनआरई द्वारा यथा अनुमोदित अन्य जैव-कचरे के लिए बायोगैस प्रौद्योगिकी के साथ मिलकर 100% बायोगैस फायर इंजन का उपयोग किया जाता है।

(झ) म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजना — इस परियोजना में रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है, और म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट को ईंधन की तरह उपयोग किया जाता है।

(ञ) रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित नगरपालिका टोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं — इस परियोजना में रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित नए संयंत्र और मशीनरी का उपयोग किया जाता है, और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन का ईंधन के रूप में उपयोग किया जाता है।

(ट) भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना — यह नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना सहित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना है, जो आंशिक या पूर्ण रूप से, नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के रूप में अंतर-संयोजन के एकसमान बिंदु पर जुड़ी भंडारण सुविधा में ऊर्जा को संग्रहित करने के लिए इस प्रकार की परियोजना से उत्पादित नवीकरणीय ऊर्जा का उपयोग करती है।

अध्याय 1: साधारण सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि

इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि दिनांक 01.07.2024 से 31.03.2027 तक होगी:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ की गई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ, टैरिफ अवधि के लिए वैध रहेगा;

परंतु यह और कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ मानदंड आयोग द्वारा यथा निर्धारित ऐसी दशाओं के अध्यधीन तब तक लागू रहेंगे, जब तक कि इन विनियमों के उत्तरवर्ती पुनराधिनियमन के माध्यम से पुनरीक्षित मानदंडों की अधिसूचना नहीं होती।

6. जेनेरिक टैरिफ

निम्न प्रकार की नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा वार्षिक आधार पर **जेनेरिक** टैरिफ निर्धारित किया जाएगा:

क) लघु हाइड्रो परियोजना;

बी) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजना;

ग) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना;

डी) बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना; तथा

ई) बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना

च) रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित नगरपालिका टोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं;

परंतु यह कि वर्ष के लिए अवधारित जेनेरिक टैरिफ, जिसमें आरई परियोजना आरंभ हो चुकी है, उसी प्रकार की आरई परियोजना के लिए लागू होगी और टैरिफ अवधि के लिए वैध रहेगी।

7. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ

क) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ, मामले से मामले आधार पर, निम्न प्रकार के नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए आयोग द्वारा अवधारित किया जाएगा:

i. सौर पीवी पावर परियोजनाएं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाएं और सौर थर्मल पावर परियोजनाएं;

ii. पवन विद्युत परियोजनाएं (तटवर्ती और अपतटीय दोनों);

- iii. बायोमास परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं और बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं – यदि परियोजना डेवलपर परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का चयन करता है;
- iv. म्युनिसिपल टोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाएं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित नगरपालिका टोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं – यदि परियोजना डेवलपर परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का चयन करता है;
- iv. नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं;
- v. भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं; तथा
- vi. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों या केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित कोई अन्य परियोजना।

ख) इन नियमों में पूंजीगत लागत को छोड़कर विनिर्दिष्ट वित्तीय और प्रचालन मानदंड, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय सीलिंग मानदंड होंगे।

8. टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका और कार्यवाहियाँ

(1) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं, जिनके लिए इन विनियमों के अनुसार जेनेरिक टैरिफ अवधारित किया जाना है, के मामले में आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के आरंभ होने से पूर्व ऐसे जेनेरिक टैरिफ का अवधारण करेगा:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् 01.07.2024 से 31.03.2025 तक जेनेरिक टैरिफ इन विनियमों के जारी होने पर अवधारित किया जाएगा।

(2) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका समय-समय पर यथा संशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (फीस का भुगतान) विनियम, 2012 या उसके किसी उत्तरवर्ती पुनराधिनियमन में यथा विनिर्दिष्ट फीस के साथ होगी, और निम्नलिखित के साथ होगी:

क) फॉर्म 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 और 2.3, में जानकारी, जैसा भी मामला हो, जैसा कि इन विनियमों में संलग्न है;

ख) तकनीकी और प्रचालन विवरणों का उल्लेख करते हुए विस्तृत परियोजना रिपोर्ट, साइट विनिर्दिष्ट पहलुओं, पूंजीगत लागत का आधार, पूंजीगत लागत का विस्तृत ब्रेक-अप और वित्तपोषण योजना;

ग) जिस अवधि के लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, उसके लिए सभी लागू निबंधनों और शर्तों और प्रत्याशित व्यय का विवरण;

घ) केंद्रीय सरकार या राज्य सरकार या दोनों से ऐसा विवरण जिसमें किसी प्राप्त, देय या देय होना माने गए, अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन के परिकलन का ब्यौरा है। इस विवरण में ऐसी सब्सिडी या प्रोत्साहन के बिना परिकलित किया गया प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगा;

ङ) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से विद्युत की खरीद के लिए लाभार्थी से सहमति, जब तक कि ऐसी आवश्यकता में केन्द्र या राज्य सरकार द्वारा छूट नहीं दी जाती; और

च) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं द्वारा परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका के मामले में निम्नलिखित दस्तावेज, जहां इस प्रकार के नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ सामान्यतः अधिनियम की धारा 63 के उपबंधों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से अवधारित किया जाता है:

i. प्रतिस्पर्धी बोली के बजाय परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का चयन करने का औचित्य; तथा

ii. प्रतिस्पर्धात्मक बोली/बाजार में प्रचलित टैरिफ के माध्यम से पता लगाए गए टैरिफ की तुलना में प्रस्तावित टैरिफ की प्रतिस्पर्धात्मकता।

छ) आयोग द्वारा निर्देशित कोई अन्य जानकारी।

(3) टैरिफ के अवधारण की कार्यवाही कारोबार का संचालन विनियमों के उपबंधों के अनुसार होगी।

9. टैरिफ संरचना

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए टैरिफ में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

(क) रिटर्न ऑन इक्विटी;

- (ख) ऋण पर ब्याज;
- (ग) मूल्यहास;
- (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज; तथा
- (ङ) प्रचालन और रखरखाव खर्च;

परंतु यह कि ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए जिनके पास ईंधन लागत संघटक हैं, जैसे रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी के साथ बायोमास विद्युत परियोजनाएं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाएं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, उनके लिए दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ, नियत लागत संघटक और ईंधन लागत संघटक का अवधारण किया जाएगा।

10. टैरिफ डिजाइन

(1) जेनेरिक टैरिफ का अवधारण, परियोजना की टैरिफ अवधि के लिए, परियोजना के आरंभ होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए, स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए जिनके पास दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, नियत लागत संघटक का अवधारण परियोजना के आरंभ होने के वर्ष को ध्यान में रखते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत संघटक का अवधारण आयोग द्वारा जारी किए जाने वाले टैरिफ आदेश में प्रचालन के वर्ष के आधार पर किया जाएगा।

(2) स्तरीकृत टैरिफ परिकलन के प्रयोजन के लिए, छूट कारक को पूंजी की कर-पश्चात् भारत औसत लागत के बराबर माना जाएगा।

(3) उपर्युक्त सिद्धांत परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए भी लागू होंगे।

11. उत्पादन की अधिकता के लिए उपचार

यदि किसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना में किसी वर्ष में, इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र भार कारक, जैसा भी मामला हो, से अधिक ऊर्जा उत्पन्न होती है, तो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्विपक्षीय या सामूहिक संव्यवहारों के अधीन बाजार में ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा बेच सकती है, बशर्ते कि ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए इनकार करने का प्रथम अधिकार संबंधित हिताधिकारी के पास होगा। यदि संबंधित हिताधिकारी अतिरिक्त ऊर्जा खरीदता है, तो ऐसी अतिरिक्त ऊर्जा के लिए टैरिफ उस वर्ष के लिए लागू टैरिफ के बराबर होगा।

अध्याय 2: वित्तीय सिद्धांत

12. पूंजीगत लागत

पूंजीगत लागत के लिए मानदंडों में, जैसा कि इन विनियमों के संगत अध्यायों में विनिर्दिष्ट हैं, भूमि लागत, पूर्व-विकास खर्चों, संयंत्र और मशीनरी सहित सभी पूंजीगत कार्य, सिविल कार्य, निर्माण, प्रवर्तन में लाना, वित्तपोषण लागत, निर्माण के दौरान ब्याज, और अंतर-संयोजन बिंदु तक निकासी इंफ्रास्ट्रक्चर सम्मिलित होंगे।

13. ऋण इक्विटी अनुपात

(1) जेनेरिक टैरिफ और परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, ऋण इक्विटी अनुपात 70:30 माना जाएगा:

परंतु यह कि,

- i. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए, जहां वास्तव में परिनियोजित इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से अधिक है, वहां 30% से अधिक की इक्विटी को मानक ऋण के रूप में माना जाएगा;
- ii. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए जहां वास्तव में परिनियोजित इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से कम है, वहां टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक इक्विटी को माना जाएगा;
- iii. विदेशी मुद्रा में निवेशित इक्विटी प्रत्येक निवेश की तारीख को भारतीय रुपये में निर्दिष्ट की जाएगी;

- iv. ऋण और इक्विटी की राशि पता लगाने के लिए परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की राशि को घटाने के बाद ऋण इक्विटी अनुपात को माना जाएगा; और
- v. परियोजना के वित्तपोषण के लिए, अपने मुक्त रिज़र्व से निर्मित आंतरिक संसाधनों के निवेश और शेयर पूंजी को जारी करते समय, उत्पादनकारी कंपनी द्वारा एकत्र किए गए प्रीमियम को, यदि कोई हो, इक्विटी पर रिटर्न के परिकलन के उद्देश्य से प्रदत्त पूंजी के रूप में माना जाएगा, यदि ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय के लिए किया गया है।

(2) परियोजना डेवलपर नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय के लिए किए गए या किए जाने वाले प्रस्तावित उपयोग के समर्थन में आंतरिक संसाधनों से निधियों को इंप्यूज़ करने से संबंधित अन्य मामलों में कंपनी के बोर्ड का संकल्प या सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा।

14. ऋण अवधि और ऋण पर ब्याज

(1) ऋण अवधि

जेनेरिक टैरिफ और परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, 15 वर्षों की ऋण अवधि पर विचार किया जाएगा।

(2) ऋण पर ब्याज

(क) विनियम 13 में उपदर्शित रीति से तय ऋण को ऋणों पर ब्याज की संगणना के लिए सकल मानकीय ऋण माना जाएगा। परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, प्रत्येक वर्ष की पहली अप्रैल को बकाया मानकीय ऋण, सकल मानकीय ऋण में से गत वर्ष के मार्च के 31 तक संचयी प्रतिसंदाय घटाकर निकाला जाएगा।

(ख) टैरिफ के अभिकलन के उद्देश्य से, अंतिम उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की निधियों की सीमांत लागत आधारित उधार ब्याज दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष का परिपक्वता काल) की औसत से दो सौ (200) बेसिस प्वाइंट्स अधिक की मानकीय ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

(ग) परियोजना डेवलपर द्वारा प्राप्त किसी भी अधिस्थगन अवधि के होते हुए भी, ऋण का प्रतिसंदाय परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से माना जाएगा और अनुज्ञात वार्षिक मूल्यह्रास के बराबर होगा।

15. मूल्यह्रास

(1) मूल्यह्रास के उद्देश्य से मूल्य का आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परियोजना की पूंजीगत लागत होगा। परियोजना का साल्वेज मूल्य 10% माना जाएगा और मूल्यह्रास को परियोजना की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक की अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि, किसी भी मूल्यह्रास को परियोजना के लिए प्राप्त अनुदान या पूंजीगत सब्सिडी की सीमा तक अनुमति नहीं दी जाएगी।

(2) प्रति वर्ष 4.67% की मूल्यह्रास दर प्रथम 15 वर्षों के लिए मानी जाएगी और शेष मूल्यह्रास को परियोजना के शेष उपयोगी जीवन के दौरान समान रूप से विस्तार किया जाएगा।

(3) मूल्यह्रास की गणना वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से की जाएगी:

परंतु यह कि, वर्ष के भाग के लिए परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए, मूल्यह्रास की संगणना प्रो राटा आधार पर की जाएगी।

16. इक्विटी पर रिटर्न

(1) इक्विटी के लिए मूल्य का आधार विनियम 13 के अधीन अवधारित किया जाएगा।

(2) लघु हाइड्रो परियोजनाओं के अलावा नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इक्विटी पर मानक रिटर्न 14% होगा, और लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए 15% होगा। इक्विटी पर मानक रिटर्न को टैरिफ अवधि के प्रथम 20 वर्षों के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) दर के द्वारा सकल किया जाएगा और शेष टैरिफ अवधि के लिए नवीनतम उपलब्ध अधिसूचित कॉरपोरेट टैक्स दर से सकल किया जाएगा।

17. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

(1) पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं, फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं, सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं, नगरपालिका टोस अपशिष्ट आधारित परियोजनाओं और रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाओं और भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी की आवश्यकता निम्नलिखित के अनुसार संगणित की जाएगी:

क) एक महीने के लिए प्रचालन और रखरखाव का व्यय;

ख) मानकीय क्षमता उपयोग कारक या संयंत्र भार कारक पर, जैसा भी मामला हो, संगणित विद्युत की बिक्री के लिए टैरिफ के 45 दिनों के बराबर प्राप्तियां; तथा

ग) रखरखाव और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव स्पेयर्स।

(2) रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी, बायोगैस विद्युत परियोजनाओं, बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजीगत आवश्यकता की संगणना निम्नलिखित के अनुसार की जाएगी:

क) मानकीय संयंत्र भार कारक के बराबर चार महीने के लिए ईंधन की लागत;

ख) एक महीने के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय;

ग) संयंत्र भार कारक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए टैरिफ के 45 दिनों के बराबर प्राप्तियां; तथा

घ) प्रचालन और रखरखाव व्यय के 15% के बराबर रखरखाव स्पेयर्स

(3) नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के मामले में कार्यशील पूंजीगत आवश्यकता, परियोजना में उनकी निर्धारित क्षमता के अनुपात में, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू मानदंडों के अनुसार निर्धारित कार्यशील पूंजीगत की आवश्यकता का योग होगा।

(4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज, अंतिम उपलब्ध छह महीनों के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की निधियों की सीमांत लागत आधारित उधार ब्याज दर (एमसीएलआर) (एक वर्ष का परिपक्वता काल) की औसत से तीन सौ पच्चीस (325) बेसिस प्वाइंट्स अधिक की मानकीय ब्याज दर के बराबर ब्याज दर पर होगा।

18. क्षमता उपयोग कारक और संयंत्र भार कारक की संगणना:

क्षमता उपयोग कारक और संयंत्र भार कारक, जैसा भी मामला हो, की संगणना के लिए एक वर्ष में घंटों की संख्या 8766 मानी जाएगी।

19. प्रचालन और रखरखाव व्यय

(1) प्रचालन और रखरखाव व्यय का अवधारण नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानकीय ओ एंड एम व्यय पर आधारित परियोजना की टैरिफ अवधि के लिए किया जाएगा।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान स्वीकृत मानकीय ओ एंड एम व्यय को टैरिफ अवधि के लिए 5.25% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया जाएगा।

20. रिबेट

(1) बिल के प्रस्तुतिकरण के 5 दिनों की अवधि के भीतर परिक्रामी और वैध साख पत्र की प्रस्तुतिकरण के माध्यम से या नेशनल इलेक्ट्रॉनिक फंड ट्रांसफर (एनईएफटी) या रियल टाइम ग्रॉस सेटलमेंट (आरटीजीएस) भुगतान मोड के माध्यम से उत्पादन कंपनी के बिलों के भुगतान के लिए, बिल राशि पर 1.5% की रिबेट दी जाएगी।

स्पष्टीकरण: '5 दिनों' की संगणना के मामले में, दिनों की संख्या किसी भी अवकाश पर विचार किए बिना लगातार संगणित की जाएगी। तथापि, यदि अंतिम दिन या 5वें दिन आधिकारिक अवकाश है, तो रिबेट के प्रयोजन के लिए 5वें दिन को तत्काल उत्तरवर्ती कार्य दिवस के रूप में माना जाएगा।

(2) जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिलों की प्रस्तुतिकरण की तारीख से एक महीने की अवधि के भीतर 5 दिन के बाद किसी भी दिन भुगतान किया जाता है, तो, 1% की रिबेट दी जाएगी।

21. विलंब भुगतान अधिभार

यदि इन विनियमों के अधीन देय प्रभारों के लिए किसी बिल के भुगतान में बिलों के प्रस्तुतिकरण की तारीख से 45 दिनों की अवधि के बाद विलंब होता है, तो उत्पादन कंपनी द्वारा समय-समय पर यथा संशोधित विद्युत मंत्रालय – विद्युत (विलंब भुगतान अधिभार और संबद्ध मामले) नियम, 2022 में यथा विनिर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।

22. केंद्रीय या राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी या प्रोत्साहन

(1) इन विनियमों के अधीन टैरिफ का अवधारण करते हुए आयोग, केंद्रीय या राज्य सरकार से किसी भी प्रोत्साहन, अनुदान या सब्सिडी पर विचार करेगा, जिसमें परियोजना द्वारा प्राप्त त्वरित मूल्यहास लाभ भी शामिल है:

परंतु यह कि टैरिफ अवधारण के उद्देश्य से त्वरित मूल्यहास के कारण आयकर लाभ का पता लगाने के लिए, यदि प्राप्त किया गया हो, निम्नलिखित सिद्धांतों पर विचार किया जाएगा:

- लाभ का आकलन समय-समय पर यथा संशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रासंगिक उपबंधों के अनुसार मानकीय पूंजीगत लागत, त्वरित मूल्यहास दर और कॉर्पोरेट आयकर दर पर आधारित होगा; और
- वित्तीय वर्ष की दूसरी छमाही के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं का पूंजीकरण।
- प्रति यूनिट लाभ, पूंजी के भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक के स्तरीय आधार पर व्युत्पन्न किया जाएगा।

(2) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा प्राप्त किसी भी अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन की कटौती, जिस पर टैरिफ के अवधारण के समय विचार नहीं किया गया है, इस प्रकार के अनुदान, सब्सिडी या प्रोत्साहन की प्राप्ति के बाद हिताधिकारी द्वारा उत्तरवर्ती बिलों में उपयुक्त किस्तों में या आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के भीतर की जाएगी।

(3) यदि केंद्रीय या राज्य सरकार या उनकी एजेंसियां कोई उत्पादन-आधारित प्रोत्साहन प्रदान करती हैं, जो विशेष रूप से टैरिफ से अधिक है, तो ऐसे प्रोत्साहन को टैरिफ अवधारित करते समय न तो ध्यान में रखा जाएगा और न ही विशेष नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के उत्तरवर्ती बिलों में हिताधिकारी द्वारा कटौती की जाएगी।

23. सांविधिक प्रभार

नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना विकासकर्ता, मानकीय सहायक उपभोग के अधिकतम के अध्यधीन लाभार्थियों से राज्य और केंद्रीय सरकार द्वारा लगाए गए सांविधिक प्रभार जैसे कि आनुषंगिक उपभोग पर विद्युत शुल्क वसूल करेगा।

अध्याय 3: पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानदंड

24. पूंजीगत लागत

आयोग प्रचलित बाजार रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागतों का अवधारण करेगा।

25. क्षमता उपयोग कारक

(1) इस नियंत्रण अवधि के लिए क्षमता उपयोग कारक मानदंड निम्नानुसार होंगे:

वार्षिक औसत पवन ऊर्जा घनत्व (डब्ल्यू/एम 2)	क्षमता उपयोग कारक
220 तक	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
> 440	35%

(2) उपर्युक्त उप-विनियम (1) में विनिर्दिष्ट वार्षिक माध्य पवन ऊर्जा घनत्व 100 मीटर हब-ऊंचाई पर मापा जाएगा।

(3) पवन ऊर्जा परियोजनाओं को पवन माप के लिए एमएनआरई दिशानिर्देशों के अनुसार विशेष पवन क्षेत्र साइट में वर्गीकृत किया जाएगा। राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान द्वारा पवन मास्ट की मान्यता के आधार पर, राज्य नोडल एजेंसी को प्रस्तावित पवन खेत परिसर के क्षेत्रीकरण को प्रमाणित करना होगा।

26. प्रचालन और रखरखाव व्यय

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

अध्याय 4: लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**27. पूंजीगत लागत**

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024–25 के प्रथम वर्ष के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

क्षेत्र	परियोजना का आकार	पूंजीगत लागत (रु. लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर का केंद्र शासित प्रदेश, लद्दाख और उत्तर पूर्वी राज्यों के केंद्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से कम	1200
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	1200
अन्य राज्य	5 मेगावाट से कम	890
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	1027

(2) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए यथा विनिर्दिष्ट लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

28. क्षमता उपयोग कारक

हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर, लद्दाख, उत्तर-पूर्वी राज्यों और ओडिशा में स्थित लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय क्षमता उपयोग कारक 45% होगा; पंजाब के लिए, 40% होगा और अन्य राज्यों के लिए, 30% होगा।

स्पष्टीकरण: इस विनियम के प्रयोजन के लिए, मानकीय क्षमता उपयोग कारक गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत का निवल है, यदि कोई हो।

29. सहायक खपत

लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय सहायक खपत को 1.0% माना जाएगा।

30. प्रचालन और रखरखाव व्यय

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024–25 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय निम्नानुसार होंगे:

क्षेत्र	परियोजना का आकार	ओ एंड एम व्यय (रु. लाख/ मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, जम्मू और कश्मीर का केंद्र शासित प्रदेश, लद्दाख और उत्तर पूर्वी राज्यों के केंद्र शासित प्रदेश	5 मेगावाट से कम	49.24
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	36.93
अन्य राज्य	5 मेगावाट से कम	39.66
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट	28.72

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024–25 के प्रारंभ होने पर स्वीकृत मानकीय ओ एंड एम व्यय को टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

अध्याय 5: रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**31. पूंजीगत लागत**

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय पूंजीगत लागत निम्नानुसार होगी:

रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं	पूंजीगत लागत (रु. लाख/मेगावाट)
वाटर-कूल्ड कंडेन्सर सहित [राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के अलावा] परियोजना	638
एयर-कूल्ड कंडेन्सर सहित [राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के अलावा] परियोजना	685
वाटर-कूल्ड कंडेन्सर सहित राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के लिए	697
एयर-कूल्ड कंडेन्सर सहित राइस स्ट्रॉ और जूलीपलोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना के लिए	744

(2) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए यथा विनिर्दिष्ट रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

32. प्लांट भार कारक

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन से, प्लांट भार कारक को 80% माना जाएगा।

33. सहायक खपत

मानकीय सहायक खपत निम्नानुसार होगी: —

क) वाटर-कूल्ड कंडेन्सर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 10%

ख) एयर-कूल्ड कंडेन्सर का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 12%

34. स्टेशन हीट दर

स्टेशन हीट दर निम्नानुसार होगी:

क) ट्रैवलिंग ग्रेट बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4200 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा

ख) एएफबीसी बॉयलरों का उपयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए: 4125 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा

35. प्रचालन और रखरखाव व्यय

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय 54.70 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियमन 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

36. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

जीवाश्म ईंधनों के उपयोग की अनुमति नहीं दी जाएगी:

परंतु यह कि 31.03.2017 को या उससे पहले आरंभ किए गए रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, वार्षिक आधार पर सकल कैलोरिफिक मूल्य के अनुसार वाणिज्यिक संचालन की तारीख से परियोजना के उपयोगी जीवन के लिए 15% की सीमा तक जीवाश्म ईंधनों के उपयोग की अनुमति दी जाएगी।

37. सकल कैलोरी मूल्य

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन से बायोमास ईंधन का सकल कैलोरिफिक मूल्य 3100 किलोकैलोरी/ किलोग्राम होगा।

38. ईंधन लागत

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन की कीमत नीचे दी गई तालिका में यथा विनिर्दिष्ट होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए प्रतिवर्ष 3.45% की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, बायोमास ईंधन की कीमत पर 3.45% प्रति वर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

राज्य	वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिए बायोमास ईंधन कीमतें (रु./एमटी)
आंध्र प्रदेश	3983
हरियाणा	4534
महाराष्ट्र	4637
पंजाब	4742
राजस्थान	3958
तमिलनाडु	3918
तेलंगाना	3983
उत्तर प्रदेश	4053
अन्य राज्य	4260

परंतु यह कि आयोग अध्ययन के आधार पर बायोमास ईंधन कीमत की समीक्षा कर सकता है, जिसके परिणामस्वरूप इस विनियम में यथा उपबंधित बायोमास ईंधन कीमत की सारणी, पुनरीक्षित कीमतों की अधिसूचना की तारीख से प्रवृत्त आयोग द्वारा आशोधित रहेगी।

अध्याय 6: गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**39. पूंजीगत लागत**

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए रु. 562 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

40. संयंत्र भार कारक

विभिन्न राज्यों के लिए संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होंगे:

राज्य	संयंत्र भार कारक (%)
उत्तर प्रदेश और आंध्र प्रदेश	45%
तमिलनाडु और महाराष्ट्र	60%
अन्य राज्य	53%

41. सहायक खपत

टैरिफ की संगणना के लिए सहायक खपत को 8.5% माना जाएगा।

42. स्टेशन हीट दर

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिफ की संगणना के लिए केवल विद्युत उत्पादन घटक के लिए 3600 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा की स्टेशन हीट दर को माना जाएगा।

43. सकल कैलोरिफिक मूल्य

बैगास के लिए सकल कैलोरिफिक मूल्य 2250 किलोकैलोरी/किलोग्राम माना जाएगा। बैगास के अलावा बायोमास ईंधनों के उपयोग के लिए, विनियम 37 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट सकल कैलोरिफिक मूल्य लागू होगा।

44. ईंधन लागत

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए बैगास की कीमत नीचे दी गई तालिका में यथा विनिर्दिष्ट होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य पर आने के लिए 3.45% प्रतिवर्ष की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा नहीं की जाती। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, बैगास कीमतों पर 3.45% प्रतिवर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

राज्य	वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिए बैगास की कीमत (रु. /एमटी)
आंध्र प्रदेश	2249
हरियाणा	3199
महाराष्ट्र	3152
पंजाब	2815
तमिलनाडु	2423
तेलंगाना	2248
उत्तर प्रदेश	2509
अन्य राज्य	2723

परंतु यह कि आयोग अध्ययन के आधार पर बैगास कीमत की समीक्षा कर सकता है, जिसके परिणामस्वरूप इस विनियम में यथा उपबंधित बायोमास कीमत की सारणी, पुनरीक्षित कीमतों की अधिसूचना की तारीख से प्रवृत्त आयोग द्वारा आशोधित रहेगी।

(2) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में बैगास के अलावा बायोमास के उपयोग के लिए, विनियम 38 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट बायोमास की कीमतें लागू होंगी।

45. प्रचालन और रखरखाव व्यय

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के दौरान मानकीय ओ एंड एम व्यय रु. 28.90 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

अध्याय 7: सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं, सौर थर्मल विद्युत परियोजनाओं और फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**46. पूंजीगत लागत**

आयोग प्रचलित बाजार रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागतों का निर्धारण करेगा।

47. क्षमता उपयोगिता कारक

आयोग परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए केवल क्षमता उपयोगिता कारकों का अनुमोदन करेगा:

परंतु यह कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 21% होगा:

परंतु यह और कि सौर थर्मल विद्युत परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 23% होगा:

परंतु यह भी कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 19% होगा।

48. प्रचालन और रखरखाव व्यय

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

49. सहायक उपभोग

आयोग परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए केवल सहायक खपत का अनुमोदन करेगा:

परंतु यह कि सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 0.75% होगी;

परंतु यह और कि सौर थर्मल विद्युत परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 10% होगी;

परंतु यह भी कि फ्लोटिंग सौर परियोजनाओं के लिए अधिकतम सहायक खपत 0.75% होगी।

अध्याय 8: बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**50. पूंजीगत लागत**

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के दौरान रु. 677 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

51. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के अवधारण के लिए संयंत्र भार कारक को 85% माना जाएगा।

52. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 10% माना जाएगा।

53. विनिर्दिष्ट ईंधन खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन की खपत 1.25 किलोग्राम प्रति किलोवाट घंटा होगी।

54. प्रचालन और रखरखाव व्यय

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय रु. 72.25 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

55. ईंधन लागत

बायोमास गैसीफायर-आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए बायोमास ईंधन की कीमत वही होगी जैसा कि रैंकाइन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए विनियम 38 में उल्लिखित है।

अध्याय 9: बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए पैरामीटर**56. पूंजीगत लागत**

बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजीगत लागत नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए रु. 1354 लाख/मेगावाट होगी और नियंत्रण अवधि की समूची कालावधि के लिए वैध रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

57. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के अवधारण के लिए संयंत्र भार कारक को 90% माना जाएगा।

58. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 12% माना जाएगा।

59. प्रचालन और रखरखाव व्यय

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय रु.72.25 लाख प्रति मेगावाट होगा और टैरिफ अवधि के लिए इन विनियमों के विनियम 19 में विनिर्दिष्ट दर पर बढ़ाया जाएगा।

60. विनिर्दिष्ट ईंधन की खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन की खपत सबस्ट्रेट मिश्रण प्रति किलोवाट घंटा की 3 किलो होगी।

61. ईंधन लागत (फीडस्टॉक कीमत)

नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के प्रथम वर्ष के दौरान फीडस्टॉक की कीमत रु. 1702/एमटी होगी और नियंत्रण अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 3.45% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाई जाएगी, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से समीक्षा नहीं की जाती। स्तरीकृत टैरिफ का अवधारण करने के प्रयोजन से, 3.45% प्रतिवर्ष का मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

अध्याय 10. म्युनिसिपल ठोस अपशिष्ट (एमएसडब्ल्यू) विद्युत परियोजनाओं पर आधारित रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन (आरडीएफ) के लिए मानदंड

62. पूंजीगत लागत

एमएसडब्ल्यू विद्युत परियोजना पर आधारित आरडीएफ के लिए नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय पूंजी लागत रु. 2200 लाख/मेगावाट होगी।

63. संयंत्र भार कारक

(1) म्युनिसिपल ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाओं पर आधारित रिफ्यूज से प्राप्त ईंधन के लिए के लिए टैरिफ अवधारण हेतु संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होगा:

क्र.सं.	संयंत्र भार कारक	आरडीएफ
क)	स्थिरीकरण अवधि के दौरान	65%
ख)	प्रथम वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थिरीकरण अवधि के बाद)	65%
ग)	दूसरे वर्ष के बाद	80%

(2) स्थिरीकरण की अवधि परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 6 महीने से अधिक नहीं होगी।

64. सहायक उपभोग

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक खपत को 15% माना जाएगा।

65. प्रचालन और रखरखाव व्यय

नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय एमएसडब्ल्यू परियोजना पर आधारित आरडीएफ की पूंजी लागत का 8.5% होगा।

66. ईंधन लागत

आरडीएफ विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफों के अवधारण हेतु किसी ईंधन लागत पर विचार नहीं किया जाएगा।

परंतु यह कि स्टार्ट-अप और शट-डाउन गतिविधि और मॉनसून के दौरान तापमान स्थिरीकरण के उद्देश्य से, वार्षिक रूप से उपभोग की गई आरडीएफ के 5% की सीलिंग तक किसी अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से वैकल्पिक ईंधन की अनुमति, टैरिफ पर किसी अतिरिक्त प्रभाव के बिना दी जाएगी।

अध्याय 11: नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के लिए पैरामीटर

67. पूंजीगत लागत

प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए परियोजना विनिर्दिष्ट आधार पर पूंजीगत लागत का निर्धारण किया जाएगा।

68. क्षमता उपयोगिता कारक

(1) आयोग, नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के संबंध में, प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की रेटेड क्षमता के अनुपात, यथास्थिति, और ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए लागू क्षमता उपयोगिता कारक, यथास्थिति, को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट क्षमता उपयोगिता का निर्धारण करेगा:

परंतु यह कि नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाओं के लिए न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 30% होगा जब अंतर-संयोजन बिंदु पर मापा जाता है, जहां ऊर्जा को ग्रिड में इंजेक्ट किया जाता है।

69. प्रचालन और रखरखाव व्यय

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

70. टैरिफ

नवीकरणीय हाइब्रिड ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ, ऐसी आरई हाइब्रिड परियोजना के लिए समुच्चय आरई प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन के न्यूनतम तक टैरिफ घटकों में फ़ैक्टरिंग के द्वारा समूची परियोजना के लिए संयुक्त स्तरीकृत टैरिफ होगा:

परंतु यह कि, यदि आरई हाइब्रिड परियोजना के लिए समुच्चय कोई भी आरई प्रौद्योगिकी आगे के उपयोगी जीवन के साथ छूट जाती है, तो ऐसी आरई प्रौद्योगिकी के शेष उपयोगी जीवन के लिए स्तरीकृत टैरिफ को शेष उपयोगी जीवन के लिए टैरिफ संघटकों में फ़ैक्टरिंग द्वारा अलग से निर्धारित किया जाएगा।

अध्याय 12: भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए पैरामीटर

71. पूंजीगत लागत

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागतों का निर्धारण करेगा।

72. भंडारण दक्षता

(1) आयोग केवल परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफों के लिए भंडारण दक्षता को मंजूरी देगा:

परंतु यह कि ठोस अवस्था बैटरियों की प्रौद्योगिकी पर आधारित भंडारण के लिए न्यूनतम दक्षता 85% होगी:

(2) भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के भंडारण संघटक की दक्षता वार्षिक आधार पर, ऐसी परियोजना के भंडारण से प्राप्त आउटपुट ऊर्जा और भंडारण संघटक को की गई इनपुट ऊर्जा की आपूर्ति के अनुपात के रूप में मापा जाएगा।

73. प्रचालन और रखरखाव व्यय

आयोग प्रचलित बाजार के रुझानों को ध्यान में रखते हुए केवल परियोजना विनिर्दिष्ट ओ एंड एम व्यय को निर्धारित करेगा।

74. ऊर्जा भंडारण के लिए टैरिफ का अवधारण

भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ एक समग्र टैरिफ या दिन के समय पर आधारित विभेदक टैरिफ होगा, जो भंडारण सुविधा से की गई ऊर्जा की आपूर्ति सहित परियोजना से की गई ऊर्जा की आपूर्ति के लिए अवधारित है:

परंतु यह कि इस प्रकार के टैरिफ का अवधारण चौबीस घंटे आधार पर विद्युत की आपूर्ति के लिए या परियोजना डेवलपर और हिताधिकारी द्वारा सहमति के अनुसार समयावधियों के लिए किया जा सकता है।

अध्याय 13: विविध

75. मानदंडों से विचलन

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन स्टेशन से उत्पन्न विद्युत के लिए टैरिफ पर, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों से विचलन में, उत्पादक कंपनी और हिताधिकारी के बीच सहमति हो सकती है:

परंतु यह कि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर संगणित परियोजना का स्तरीकृत टैरिफ, सीलिंग स्तरीकृत टैरिफ होगा।

76. शिथिल करने की शक्ति

आयोग साधारण या विशेष आदेश द्वारा लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात् इन विनियमों के किसी भी उपबंध को, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति के द्वारा उसके समक्ष आवेदन करने पर, शिथिल करेगा।

77. कठिनाई को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग सामान्य या विनिर्दिष्ट आदेश द्वारा, ऐसे उपबंध कर सकता है जो अधिनियम के उपबंध के असंगत न हों तथा कठिनाई दूर करने हेतु आवश्यक प्रतीत हों।

हरप्रीत सिंह प्रुथी, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./296/2024-25]

परिशिष्ट

प्रारूप -1.1: (पवन ऊर्जा परियोजनाएं/ लघु हाइड्रो परियोजनाएं / सौर पीवी ऊर्जा परियोजनाएं / सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं / नवीकरणीय ऊर्जा हाइब्रिड ऊर्जा परियोजनाएं / भंडारण परियोजनाएं / एमएसडब्ल्यू / आरडीएफ के साथ नवीकरणीय ऊर्जा) के लिए नमूना

क्र. सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	पैरामीटर
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			क्षमता उपयोगिता कारक (सीयूएफ)	%	
			सहायक खपत	%	
			वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी)	दिन/मास/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूँजीगत लागत	मानकीय पूँजीगत लागत	रु. करोड़/मेगावाट	
			पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
			पूँजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			निवल पूँजीगत लागत	रु. करोड़	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण इक्विटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	
			इक्विटी	%	
		ऋण संघटक	कुल ऋण राशि	रु. करोड़	
			कुल इक्विटी राशि	रु. करोड़	
			ऋण राशि	रु. करोड़	
			विलंबनाधीन अवधि	वर्ष	
			प्रतिसंदाय अवधि (विलंबनाधीन सहित)	वर्ष	
			ब्याज दर	%	
		इक्विटी संघटक	इक्विटी राशि	रु. करोड़	

क्र. सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	पैरामीटर
			प्रथम 20 वर्षों के लिए इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			20 वर्षों के बाद इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			छूट दर	%	
		मूल्यहास	प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यहास दर	%	
			16वें वर्ष के बाद से मूल्यहास दर	%	
		प्रोत्साहन	जीबीआई, यदि कोई हो	रु. करोड़	
जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष				
4	ओ एंड एम व्यय	मानकीय ओ एंड एम व्यय		रु. लाख/मेगावाट	
		ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष		रु. करोड़	
		वृद्धि कारक		%	
5	कार्यशील पूंजी	ओ एंड एम व्यय		मास	
		रखरखाव पुर्जे	ओ एंड एम व्यय का %	%	
		प्राप्य		दिन	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		% प्रति वर्ष	

प्रारूप-1.2: (बायोमास) के लिए नमूना

क्र. सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	पैरामीटर
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता	मेगावाट	
			सहायक खपत	%	
			पीएलएफ (प्रथम वर्ष)	%	
			पीएलएफ (द्वितीय वर्ष के बाद से)	%	
			वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	दिन/मास/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजीगत लागत / मेगावाट	मानकीय पूंजीगत लागत	रु. करोड़/मेगावाट	
			पूंजीगत लागत	रु. करोड़	
			पूंजीगत सब्सिडी, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			निवल पूंजीगत लागत	रु. करोड़	
3	वित्तीय पूर्वांश	ऋण इक्विटी	टैरिफ अवधि	वर्ष	
			ऋण	%	

क्र. सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष (2)	यूनिट	पैरामीटर
			इक्विटी	%	
			ऋण संघटक	कुल ऋण राशि	रु. करोड़
		कुल इक्विटी राशि		रु. करोड़	
		ऋण राशि		रु. करोड़	
		विलंबनाधीन अवधि		वर्ष	
		प्रतिसंदाय अवधि (विलंबनाधीन सहित)		वर्ष	
		ब्याज दर		%	
		इक्विटी संघटक		इक्विटी राशि	रु. करोड़
			प्रथम 20 वर्षों के लिए इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			20 वर्षों के बाद इक्विटी पर रिटर्न	% प्रति वर्ष	
			छूट दर	%	
		मूल्यहास	प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यहास दर	%	
			16वें वर्ष के बाद से मूल्यहास दर	%	
		प्रोत्साहन	जीबीआई, यदि कोई हो	रु. करोड़	
			जीबीआई के लिए अवधि	वर्ष	
		4	ओ एंड एम व्यय	मानकीय ओ एंड एम व्यय	
ओ एंड एम व्यय प्रति वर्ष				रु. करोड़	
वृद्धि कारक				%	
5	कार्यशील पूंजी	ओ एंड एम व्यय		मास	
		रखरखाव पुर्जे	ओ एंड एम व्यय का %	%	
		प्राप्य		दिन	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		%	
6	ईंधन संबंधी पूर्वानुमान	स्टेशन हीट दर	प्रथम वर्ष के दौरान	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			दूसरे वर्ष के बाद से	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
		ईंधन प्रकार और मिक्स	बायोमास ईंधन प्रकार-1	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार -2	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार का जीसीवी-1	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			बायोमास ईंधन प्रकार का जीसीवी -2	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला) का जीसीवी	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा	
बायोमास कीमत (ईंधन प्रकार-1)/ वर्ष 1	रु./एमटी				

स्तरीकृत टैरिफ	यूनिट	वर्ष - 27	वर्ष - 28	वर्ष -29	वर्ष - 30	वर्ष - 31	वर्ष - 32	वर्ष - 33	वर्ष - 34	वर्ष - 35	वर्ष - 36	वर्ष - 37	वर्ष - 38	वर्ष - 39	वर्ष - 40
छूट कारक															
रियायती टैरिफ संघटक	रु./किलोवाट घंटा														
स्तरीकृत टैरिफ	रु./किलोवाट घंटा														

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 12th June, 2024

No. RA-14026(11)/1/2023-CERC.—In exercise of powers conferred under Section 61 read with sub-clause (s) of Clause (2) of Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations:

1. Short title and commencement

- 1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2024.
- 2) These regulations shall come into force on 01.07.2024, and, unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force up to 31.03.2027.

2. Definitions and Interpretation

- 1) In these regulations, unless the context otherwise requires,
 - a) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
 - b) 'Auxiliary energy consumption' or 'AUX' in relation to a period in the 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;
 - c) '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); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes or weeds; and the wood waste produced in some industrial operations; including such other wastes as may be recognised by the Central Government, as being part of biomass;
 - d) 'Biomass gasification' means the 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);
 - e) 'Biogas' means a gas produced when organic matter like crop residues, sewage, and manure breaks down (ferments) in an oxygen-free environment;
 - f) 'Capital cost' means the capital cost of a project as referred to in Regulations 12, 24, 27, 31, 39, 46, 50, 56, 62, 67, and 71;
 - g) 'Commission' means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;
 - h) 'Conduct of Business Regulations' means the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2023, or any subsequent re-enactment thereof;
 - i) 'Control Period' means the period during which the norms for determination of tariff specified in these regulations shall remain valid;
 - j) 'Floating solar project' or 'FPV' means a solar PV power project where the arrays of photovoltaic panels on the structure of the project float on top of a body of water, such as an artificial basin or lake, with the help of a floater, anchoring, and mooring system;
 - k) 'Grid Code' means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2023, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof;

- l) **‘Gross calorific value’** or **‘GCV’** in relation to a fuel used in a generating station means the heat produced in kCal by the complete combustion of one kilogram of solid fuel, or one litre of liquid fuel or one standard cubic metre of gaseous fuel, as the case may be;
- m) **‘Gross station heat rate’** or **‘Gross SHR’** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at the generator terminals of a generating station;
- n) **‘Installed capacity’** or **‘IC’** means the summation of the nameplate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals). In the case of Solar PV power projects and Floating solar projects, installed capacity shall be the sum of nameplate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the project;
- o) **‘Inter-connection point’** shall mean the interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, where the energy is injected, as the case may be, and include:
- i. in relation to wind power projects, solar PV power projects, renewable hybrid energy projects and renewable energy with storage Projects, line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station; and
 - ii. in relation to small hydro projects, biomass gasifier based power projects, non-fossil fuel based co-generation projects and solar thermal power projects, line isolator on the outgoing feeder on the HV side of the generator transformer.
- p) **‘MNRE’** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
- q) **‘Municipal solid waste’** or **‘MSW’** means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified area in either solid or semi-solid form and excludes industrial hazardous wastes but includes treated bio-medical wastes;
- r) **‘Non-fossil fuel based co-generation project’** means a generating station that uses the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) is produced in a sequential manner by use of biomass;
- s) **‘Operation and Maintenance expenses’** or **‘O&M expenses’** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- t) **‘Project’** means a generating station or an evacuation system up to an inter-connection point, as the case may be, and in the case of a small hydro project, includes all components of the generating facility such as a dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
- u) **‘Pumped storage hydro project’** means a hydropower project which generates power through water stored as potential energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;
- v) **‘Refuse derived fuel’** or **‘RDF’** means a 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 solid waste that can be used as fuel;
- w) **‘Renewable energy’** or **‘RE’** means the electricity generated from renewable energy sources;
- x) **‘Renewable energy project’** means a generating station that produces electricity from renewable energy sources;
- y) **‘Renewable energy source’** means and includes sources of renewable energy such as hydro, wind, and solar, including its integration with combined cycle, biomass, biofuel cogeneration, urban or municipal waste, and such other sources as recognised or approved by the Central Government ;
- z) **‘Renewable energy with storage project’** means a combination of renewable energy projects with storage or a combination of renewable hybrid energy projects with storage at the same inter-connection point;
- aa) **‘Renewable hybrid energy project’** means a renewable energy project that produces electricity from a combination of renewable energy sources connected at the same inter-connection point;
- bb) **‘Small hydro project’** means a hydropower project with an installed capacity up to and including 25 MW or, as defined by the Government of India, from time to time at a single location;

- cc) **‘Solar PV power project’** means a project that uses sunlight for direct conversion into electricity through photovoltaic technology and is based on technologies such as crystalline silicon, thin film, or any other technology as approved by MNRE;
- dd) **‘Solar thermal power project’** means a project that uses sunlight for direct conversion into electricity through concentrated solar power technology and is based on line focus or point focus principle;
- ee) **‘State Nodal Agency’** means the agency in a State as may be designated by the Ministry of New and Renewable Energy to promote efficient use of renewable energy in that State;
- ff) **‘Storage’** means an energy storage system utilizing methods and technologies like solid state batteries, flow batteries, pumped storage, compressed air, fuel cells, hydrogen storage or any other technology to store various forms of energy and to deliver the stored energy in the form of electricity;
- gg) **‘Tariff period’** for renewable energy projects will be the same as their Useful Life, and the tariff period shall be considered from the date of commercial operation of such power projects.
- hh) **‘Useful Life’** in relation to the project, including a dedicated evacuation system, from the date of commercial operation of such project, shall mean the following: -
- | | | |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| i | Wind power project | 25 years |
| ii | Biomass power project with Rankine cycle technology | 25 years |
| iii | Non-fossil fuel based co-generation project | 25 years |
| iv | Small hydro Project | 40 years |
| v | Municipal solid waste based power project/Refuse derived fuel based power project | 20 years |
| vi | Solar PV power project/ floating solar project/Solar thermal power project | 25 years |
| vii | Biomass gasifier based power project | 25 years |
| viii | Biogas based power project | 25 years |
| ix | Renewable hybrid energy project | Minimum of the Useful Life of different RE technologies combined for Renewable Hybrid Energy Project for Composite Tariff as specified under Regulation 70. |
| x | Renewable energy with storage project | Same as the Useful Life of the project, assuming that there is no storage |
- ii) **‘Year’** means a financial year.
- 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, but defined in the Act, or the Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024, as amended from time to time shall have the meanings assigned to them respectively in the Act, or the Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024, as amended from time to time.

3. Scope and extent of application

These regulations shall apply to cases where the tariff, for a grid connected generating station or a unit thereof commissioned during the Control Period and based on renewable energy sources is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 79 of the Act:

Provided that in cases of wind power projects, small hydro projects, biomass power projects with Rankine cycle technology, non-fossil fuel based co-generation projects, solar PV power projects, floating solar projects, solar thermal power projects, renewable hybrid energy projects, renewable energy with storage projects, biomass gasifier based power projects, biogas based power projects, municipal solid waste based power projects, and refuse derived fuel based municipal solid waste power projects, these regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria

- a) Wind power project – The project that uses new wind turbine generators and is located at sites, on-shore or off-shore, approved by the State Nodal Agency or Appropriate Government.
- b) Small hydro project – The project that uses new plant and machinery and is located at sites approved by the State Nodal Agency or Appropriate Government.
- c) Biomass power project with Rankine cycle technology – The project that uses new plant and machinery, is based on Rankine cycle technology and does not use any fossil fuel.
- d) Non-fossil fuel based co-generation project – The project that uses new plant and machinery and is based on the topping cycle mode of co-generation.

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for power generation and also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously:

Provided that for the co-generation facility to qualify under topping cycle mode, the sum of useful power output and one-half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption during crushing season. Explanation- For the purposes of this clause,

- (a) **'Useful power output'** is the gross electrical output from the generator. There will be an auxiliary consumption in the cogeneration plant itself (e.g. the boiler feed pump and the FD/ID fans). In order to compute the net power output, it would be necessary to subtract the auxiliary consumption from the gross output. For simplicity of calculation, the useful power output is defined as the gross electricity (kWh) output from the generator.
 - (b) **'Useful Thermal Output'** is the useful heat (steam) that is provided to the process by the cogeneration facility.
 - (c) **'Energy Consumption'** of the facility is the useful energy input that is supplied by the fuel (normally bagasse or other such biomass).
 - (d) **'Topping Cycle'** means a co-generation process in which thermal energy produces electricity, followed by useful heat application.
- e) Solar PV power project, floating solar project and solar thermal power project – The project is based on technologies approved by MNRE.
Provided that floating solar projects installed with existing renewable energy projects other than ground mounted Solar PV projects shall be treated as renewable hybrid energy projects.
 - f) Renewable hybrid energy project – The rated capacity of generation from one renewable energy source is at least 33% of the total installed capacity of the renewable hybrid energy project, which operates at the same point of interconnection: Provided that energy is injected into the grid at the same interconnection point and metering is done at such a common interconnection point accordingly.
 - g) Biomass gasifier based power project – The project uses a new plant and machinery and has a grid connected system that uses a 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE.
 - h) Biogas based power project – The project uses new plant and machinery and has a grid connected system that uses a 100% biogas fired engine, coupled with biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio-waste as approved by MNRE.
 - i) Municipal solid waste based power projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology and uses municipal solid waste as fuel.
 - j) Refuse derived fuel based municipal solid waste power projects – The project uses new plant and machinery based on Rankine cycle technology and uses refuse derived fuel as fuel.
 - k) Renewable energy with storage project – The renewable energy project including a renewable hybrid energy project that uses, partly or fully, renewable energy generated from such project to store energy in a storage facility, which is connected at the same point of interconnection as the renewable energy project.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period

The Control Period under these Regulations shall be from 01.07.2024 to 31.03.2027:

Provided that the tariff determined as per these regulations for the RE projects commissioned during the Control Period shall remain valid for the tariff period;

Provided further that the tariff norms specified in these regulations shall continue to remain applicable subject to such conditions as may be stipulated by the Commission, until notification of the revised norms through subsequent re-enactment of these regulations.

6. Generic Tariff

The generic tariff shall be determined by the Commission on an annual basis in accordance with these Regulations for the following types of renewable energy projects:

- a) Small hydro project;
- b) Biomass power project with Rankine cycle technology;
- c) Non-fossil fuel based co-generation project;
- d) Biomass gasifier based power project; and
- e) Biogas based power project
- f) Refuse Derived Fuel based Municipal Solid Waste power projects;

Provided that the generic tariff determined for the year in which an RE project is commissioned shall be applicable for such RE Project of the same type and shall remain valid for the tariff period.

7. Project Specific tariff

- a) Project specific tariff, on a case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of renewable energy projects:
 - i. Solar PV power projects, floating solar projects and solar thermal power projects;
 - ii. Wind power projects (both on-shore and off-shore);
 - iii. Biomass Projects, Biomass gasifier based power projects, and biogas based power projects – if a project developer opts for project specific tariff;
 - iv. Municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based municipal solid waste power projects – if a project developer opts for project specific tariff;
 - v. Renewable hybrid energy projects;
 - vi. Renewable energy with storage projects; and
 - vii. Any other project based on new renewable energy sources or technologies approved by the Central Government.
- b) Financial and operational norms specified in these regulations, except for capital cost, shall be the ceiling norms while determining the project specific tariff.

8. Petition and proceedings for determination of tariff

- (1) In case of renewable energy projects for which a generic tariff has to be determined as per these regulations, the Commission shall determine such generic tariff prior to the commencement of the year for each year of the Control Period:

Provided that for the first year of the Control Period, i.e., from 01.07.2024 to 31.03.2025, the generic tariff shall be determined upon issuance of these regulations.

- (2) A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be specified in the Central Electricity Regulatory Commission (Payment of Fees) Regulations, 2012, as amended from time to time or any subsequent re-enactment thereof, and shall be accompanied by:
 - a) Information in forms 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 and 2.3, as the case may be, as appended to these regulations;
 - b) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, basis for capital cost, detailed break-up of capital cost and financing plan;
 - c) A statement of all applicable terms and conditions and anticipated expenditure for the period for which tariff is to be determined;
 - d) A statement containing details of the calculation of any grant, subsidy, or incentive received, due or assumed to be due, from the Central Government or State Government or both. This statement shall also include the proposed tariff calculated without such subsidy or incentive;
 - e) Consent from the beneficiary for procurement of power from renewable energy project, unless such requirement has been exempted by the Central or State Government ; and

- f) Following documents in case of a petition for determination of project specific tariff by renewable energy projects, where tariff from such renewable energy sources is generally determined through a competitive bidding process in accordance with provisions of Section 63 of the Act:
- i. Rationale for opting project specific tariff instead of competitive bidding; and
 - ii. Competitiveness of the proposed tariff vis-à-vis tariff discovered through competitive bidding/ tariff prevalent in the market.
- g) Any other information directed by the Commission.
- (3) The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the provisions of the Conduct of Business Regulations.

9. Tariff Structure

The tariff for renewable energy sources shall consist of the following components:

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

Provided that for renewable energy projects having fuel cost component, like biomass power projects with rankine cycle technology, biomass gasifier based power projects, biogas based power projects and non-fossil fuel based co-generation projects, single part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

10. Tariff Design

- (1) The generic tariff shall be determined, on a levelized basis, considering the year of commissioning of the project, for the tariff period of the project:

Provided that for renewable energy projects having a single part tariff with two components, the fixed cost component shall be determined on a levelized basis considering the year of commissioning of the project while the fuel cost component shall be determined on a year of operation basis in the Tariff Order to be issued by the Commission.

- (2) For the purpose of levelized tariff computation, a discount factor equivalent to the post-tax weighted average cost of capital shall be considered.
- (3) The above principles shall also apply for project specific tariffs.

11. Treatment for Over-Generation

In case a renewable energy project, in a given year, generates energy in excess of the capacity utilization factor or plant load factor, as the case may be specified under these Regulations, the renewable energy project may sell such excess energy in the market under bilateral or collective transactions, provided that the first right of refusal for such excess energy shall vest with the concerned beneficiary. In case the concerned beneficiary purchases the excess energy, the tariff for such excess energy shall be equal to the tariff applicable for that year.

Chapter 2: Financial Principles

12. 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 an inter-connection point.

13. Debt Equity Ratio

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

Provided that:

- i. The project specific tariffs, 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;

- ii. The project specific tariffs where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff;
- iii. The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment;
- iv. The debt-equity ratio shall be considered after deducting the amount of grant or capital subsidy received for the project for arriving at the amount of debt and equity; and
- v. 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 utilised for meeting the capital expenditure of the renewable energy project.

(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.

14. Loan Tenure and Interest on Loan

(1) Loan Tenure

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

(2) Interest on Loan

- (a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 13 shall be considered as gross normative loans for the calculation of interest on loans. For project specific tariff, the normative loan outstanding as on the 1st of April of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to the 31st of March of the previous year from the gross normative loan.
- (b) For the purpose of computation of tariff, the 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.
- (c) Notwithstanding any moratorium period availed by the project developer, the repayment of the loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

15. Depreciation

(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 a maximum of 90% of the capital cost of the project:

Provided that no depreciation shall be allowed to the extent of grant or capital subsidy received for the project.

- (2) Depreciation rate of 4.67% per annum shall be considered for the first 15 years and the remaining depreciation shall be evenly spread during the remaining Useful Life of the project.
- (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.

16. Return on Equity

- (1) The value base for equity shall be as determined under Regulation 13.
- (2) The normative Return on Equity for renewable energy projects other than small hydro projects shall be 14%, and that for the small hydro projects shall be 15%. 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.

17. Interest on Working Capital

- (1) The Working Capital requirement in respect of wind power projects, small hydro projects, solar PV power projects, floating solar projects, solar thermal power projects, municipal solid waste based power projects and refuse derived fuel based 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 the normative Capacity Utilisation Factor or Plant Load Factor, as the case may be; and
- c) Maintenance spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance expenses.
- (2) The Working Capital requirement in respect of biomass power projects with Rankine cycle technology, biogas power projects, biomass gasifier based power projects and non-fossil fuel based co-generation 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.
- (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.
- (4) Interest on Working Capital shall be at an interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred and twenty-five (325) 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.

18. 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 8766.

19. Operation and Maintenance Expenses

- (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.
- (2) Normative O&M expenses allowed during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, under these regulations, shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the Tariff Period.

20. Rebate

- (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 an official holiday, the 5th day for the purpose of rebate shall be construed as the immediate succeeding working day.

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

21. 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 as specified in the Ministry of Power - Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the generating company.

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

- (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:

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

- (2) Any grant, subsidy or incentive availed by renewable energy project, which is not considered at the 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.
- (3) In case the Central or State Government or their agencies provide any generation- based incentive, which is specifically over and above the tariff, such incentive shall neither be taken into account while determining the tariff nor be deducted by the beneficiary in subsequent bills raised by the particular Renewable energy project.

23. Statutory Charges

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

Chapter 3: Parameters for wind power projects

24. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital costs considering the prevailing market trends.

25. Capacity Utilisation Factor

- (1) Capacity utilization factor norms for this Control Period shall as follows:

Annual Mean Wind Power Density (W/m ²)	Capacity Utilization Factor
Up to 220	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
> 440	35%

- (2) The annual mean wind power density specified in sub-regulation (1) above shall be measured at a 100-meter hub-height.
- (3) Wind power projects shall be classified into particular wind zone sites as per MNRE guidelines for wind measurement. Based on the validation of the wind mast by the National Institute of Wind Energy, the State Nodal Agency should certify the zoning of the proposed wind farm complex.

26. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

Chapter 4: Parameters for small hydro projects

27. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for small hydro projects during the first year of the Control Period, i.e. the financial year 2024-25, shall be as follows:

Region	Project Size	Capital Cost (Rs. lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Union Territory of Jammu and Kashmir, Union Territory of Ladakh and North Eastern States	Below 5 MW	1200
	5 MW to 25 MW	1200
Other States	Below 5 MW	890
	5 MW to 25 MW	1027

- (2) The capital cost for small hydro projects as specified for the first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

28. Capacity Utilisation Factor

The normative capacity utilization factor for the small hydro projects located in Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Jammu and Kashmir, Ladakh, North-Eastern States and Odisha shall be 45%; for Punjab, it shall be 40% and for other States, it shall be 30%:

Explanation: For the purpose of this Regulation, the normative capacity utilization factor is net of free power to the home State, if any.

29. Auxiliary Consumption

Normative auxiliary consumption for the small hydro projects shall be considered as 1.0%.

30. Operation and Maintenance expenses

(1) Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be as under:

Region	Project Size	O&M Expenses (Rs. lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal, Union Territory of Jammu and Kashmir, Union Territory of Ladakh and North Eastern States	Below 5 MW	49.24
	5 MW to 25 MW	36.93
Other States	Below 5 MW	39.66
	5 MW to 25 MW	28.72

(2) Normative O&M Expenses allowed at the commencement of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 under these regulations, shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

Chapter 5: Parameters for biomass power projects based on Rankine cycle technology

31. Capital Cost

(1) The normative capital cost for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be as under:

Biomass power projects based on Rankine cycle technology	Capital Cost (Rs. lakhs/ MW)
Project [other than rice straw and juliflora (plantation) based project] with water-cooled condenser	638
Project [other than rice straw and Juliflora(plantation) based project] with air-cooled condenser	685
For rice straw and juliflora (plantation) based project with water-cooled condenser	697
For rice straw and juliflora (plantation) based project with air-cooled condenser	744

(2) The capital cost for biomass power projects based on Rankine cycle technology as specified for the first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

32. Plant Load Factor

For the purpose of determination of tariff, the Plant Load Factor shall be considered as 80%.

33. Auxiliary Consumption

The normative auxiliary consumption shall be as follows: -

- For projects using water-cooled condenser: 10%
- For projects using air-cooled condenser: 12%

34. Station Heat Rate

The Station Heat Rate shall be:

- For projects using travelling grate boilers: 4200 kCal/kWh
- For projects using AFBC boilers: 4125 kCal/kWh

35. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs.54.70 lakhs per MW and shall be escalated at the rate at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

36. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall not be allowed:

Provided that for biomass power projects based on Rankine cycle technology commissioned on or before 31.03.2017, the use of fossil fuels to the extent of 15% in terms of gross calorific value on an annual basis shall be allowed for the Useful Life of the project from the date of commercial operation.

37. Gross Calorific Value

The gross calorific value of biomass fuel, for the purpose of determination of tariff, shall be at 3100 kCal/kg.

38. Fuel Cost

Biomass fuel price during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be as specified in the table below and shall be escalated at the rate of 3.45% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period unless reviewed earlier by Commission. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable on biomass fuel price.

State	Biomass Fuel prices for FY 2024-25 (Rs./MT)
Andhra Pradesh	3983
Haryana	4534
Maharashtra	4637
Punjab	4742
Rajasthan	3958
Tamil Nadu	3918
Telangana	3983
Uttar Pradesh	4053
Other States	4260

Provided that the Commission may review the biomass fuel price based on a study, consequent to which the table of biomass fuel price as provided in this Regulation shall stand modified with effect from the date of notification of the revised prices, by the Commission.

Chapter 6: Parameters for non-fossil fuel based co-generation projects**39. Capital Cost**

Normative capital cost for the non-fossil fuel based co-generation projects shall be Rs. 562 lakhs/MW for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

40. Plant Load Factor

The plant load factor for different States shall be as follows:

State	Plant Load Factor (%)
Uttar Pradesh and Andhra Pradesh	45%
Tamil Nadu and Maharashtra	60%
Other States	53%

41. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption shall be considered as 8.5% for the computation of the tariff.

42. Station Heat Rate

The Station Heat Rate of 3600 kCal/ kWh for the power generation component alone shall be considered for the computation of tariff for non-fossil fuel based co-generation projects.

43. Gross Calorific Value

The gross calorific value for bagasse shall be considered as 2250 kCal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, gross calorific value as specified under Regulation 37 shall be applicable.

44. Fuel Cost

- (1) The price of bagasse for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be as specified in the table below and shall be escalated at the rate of 3.45% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable on bagasse prices.

State	Bagasse Price for FY 2024-25 (Rs. /MT)
Andhra Pradesh	2249
Haryana	3199
Maharashtra	3152
Punjab	2815
Tamil Nadu	2423
Telangana	2248
Uttar Pradesh	2509
Other States	2723

Provided that the Commission may review the bagasse price based on study, consequent to which the table of bagasse price as provided in this Regulation shall stand modified with effect from the date of notification of the revised prices, by the Commission.

- (2) For use of biomass other than bagasse in non-fossil fuel based co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 38 shall be applicable.

45. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M expenses during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 28.90lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

Chapter 7: Parameters for solar PV power projects, solar thermal power projects and floating solar projects**46. Capital Cost**

The Commission shall determine only project specific capital costs considering the prevailing market trends.

47. Capacity Utilisation Factor

The Commission shall only approve capacity utilisation factors for project specific tariffs:

Provided that the minimum capacity utilization factor for solar PV power projects shall be 21%:

Provided further that the minimum capacity utilization factor for solar thermal power projects shall be 23%:

Provided also that the minimum capacity utilisation factor for floating solar projects shall be 19%.

48. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

49. Auxiliary Consumption

The Commission shall only approve auxiliary consumption for project specific tariffs:

Provided that the maximum auxiliary consumption for solar PV power projects shall be 0.75%;

Provided further that the maximum auxiliary consumption for solar thermal power projects shall be 10%;

Provided also that the maximum auxiliary consumption for floating solar projects shall be 0.75%.

Chapter 8: Parameters for biomass gasifier based power projects

50. Capital Cost

Normative capital cost for biomass gasifier based power projects shall be Rs.677 lakhs/MW during the first year of the Control Period, i.e. the financial year 2024-25, and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

51. Plant Load Factor

The plant load factor for determination of tariff shall be considered as 85%.

52. Auxiliary consumption

The auxiliary consumption shall be considered as 10% for the determination of the tariff.

53. Specific fuel consumption

Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

54. Operation and Maintenance expenses

Normative O&M expenses for the first year of the Control period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 72.25 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

55. Fuel Cost

Biomass fuel price for biomass gasifier-based power projects shall be the same as for biomass power projects based on Rankine cycle technology as mentioned in Regulation 38.

Chapter 9: Parameters for biogas based power projects

56. Capital Cost

Normative capital cost for biogas based power projects shall be Rs.1354 lakhs/MW for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 and shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

57. Plant Load Factor

Plant load factor shall be considered as 90% for determination of tariff.

58. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption shall be considered as 12% for the determination of the tariff.

59. Operation and Maintenance Expenses

Normative O&M expenses for the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25 shall be Rs. 72.25 lakhs per MW and shall be escalated at the rate specified in Regulation 19 of these Regulations for the Tariff Period.

60. Specific Fuel Consumption

Normative specific fuel consumption shall be 3 kg of substrate mix per kWh.

61. Fuel Cost (Feedstock Price)

Feedstock price during the first year of the Control Period, i.e. financial year 2024-25, shall be Rs. 1702/MT and shall be escalated at the rate of 3.45% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period unless specifically reviewed by the Commission. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 3.45% per annum shall be applicable.

Chapter 10: Parameters for refuse derived fuel (RDF) based municipal solid waste (MSW) power projects

62. Capital Cost

Normative Capital Costs for first year of the Control Period for RDF based MSW power project shall be Rs. 2200 Lakh/MW.

63. Plant Load Factor

(1) Plant load factor for determining tariff for refuse derived fuel based municipal solid waste power projects shall be:

Sl. No.	Plant load factor	RDF
a)	During stabilisation period	65%
b)	During the remaining period of the first year (after the stabilization period)	65%
c)	2nd year onwards	80%

(2) The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commercial operation of the project.

64. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption for determination of tariff shall be considered as 15%.

65. Operation and Maintenance Expenses

Normative O&M expenses for the first year of the Control Period shall be 8.5% of the Capital Cost of RDF based MSW power project.

66. Fuel Cost

No Fuel Cost shall be considered for the determination of tariffs for RDF power projects.

Provided that for the purpose of start-up and shut down activity and temperature stabilisation during monsoon, alternate fuel from any other renewable energy source up to a ceiling of 5% of RDF consumed annually, shall be allowed without any additional impact on tariff.

Chapter 11: Parameters for Renewable Hybrid Energy Projects

67. Capital Cost

The capital cost shall be determined on a project specific basis considering the prevailing market trends.

68. Capacity Utilisation Factor

(1) The Commission shall determine only project specific capacity utilisation factor in respect of renewable hybrid energy projects, taking into consideration the proportion of rated capacity of each renewable energy source, as the case may be,

and applicable capacity utilisation factor for such renewable energy sources, as the case may be:

Provided that the minimum capacity utilization factor for renewable hybrid energy projects shall be 30% when measured at the inter-connection point, where the energy is injected into the grid.

69. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

70. Tariff

The tariff for a renewable hybrid energy project shall be a composite levelised tariff for the project as a whole by factoring in the tariff components up to the minimum of the useful life of the RE technologies combined for such RE hybrid Project:

Provided that, in case any of the RE technologies combined for the RE hybrid project is left with a further useful life, the levelised tariff for the remaining useful life of such RE technology shall be determined separately by factoring in the tariff components for the remaining useful life.

Chapter 12: Parameters for renewable energy with storage project

71. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital costs for renewable energy with storage projects considering the prevailing market trends

72. Storage Efficiency

(1) The Commission shall approve the storage efficiency only for project specific tariffs:

Provided that the minimum efficiency for storage based on the technology of solid state batteries shall be 85%:

(2) Efficiency of the storage component of renewable energy with a storage project shall be measured as the ratio of output energy received from storage and input energy supplied to the storage component of such project on an annual basis.

73. Operation and Maintenance expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

74. Tariff determination for Energy Storage

The tariff for renewable energy with storage project shall be a composite tariff or differential tariff based on the time of day, determined for energy supplied from the Project, including the energy supplied from the storage facility:

Provided that such tariff may be determined for the supply of power on round the clock basis or for time periods as agreed by the Project Developer and Beneficiary.

Chapter 13: Miscellaneous**75. Deviation from norms**

Tariff for electricity generated from a generating station based on renewable energy sources may also be agreed upon between the generating company and beneficiary, in deviation from the norms specified in these regulations:

Provided that the levelized tariff of the project calculated on the basis of the norms specified in these regulations shall be the ceiling levelized tariff.

76. 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, relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

77. Power to remove difficulty

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provision of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

HARPREET SINGH PRUTHI, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./296/2024-25]

APPENDIX**Form-1.1: Template for (Wind power projects/ Small hydro projects/ Solar PV power projects/ Solar thermal power projects/ Renewable energy hybrid power projects /Renewable energy with storage projects/MSW/RDF)**

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Capacity Utilization Factor (CUF)	%	
			Auxiliary Consumption	%	
			Commercial Operation Date (COD)	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost	Normative Capital Cost	Rs. Crore/ MW	
			Capital Cost	Rs. Crore	
			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	Years				

			moratorium)		
			Interest Rate	%	
		Equity Component	Equity Amount	Rs. Crore	
			Return on Equity for First 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p.a.	
			Discount Rate	%	
			Depreciation	Dep Rate for 1st 15 years	%
			Dep rate 16th year onwards	%	
		Incentives	GBI, if any	Rs. Crore	
			Period for GBI	Years	
4	O & M Expenses	Normative O&M Expense		Rs. Lakh/MW	
		O&M Expenses p.a.		Rs. Crore	
		Escalation Factor		%	
5	Working Capital	O&M Expenses		Month	
		Maintenance Spares	% of O&M Expenses	%	
		Receivables		Days	
		Interest on Working Capital		% per annum	

Form-1.2: Template for (Biomass)

Sl. No.	Assumption Head	Sub-head	Sub-head (2)	Unit	Parameter
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Aux Consumption	%	
			PLF (1st year)	%	
			PLF (2nd year onwards)	%	
			Commercial Operation Date	dd/mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost/ MW	Normative Capital Cost	Rs. Crore /MW	
			Capital Cost	Rs. Crore	
			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	
			Return on Equity for First 20 years	% p.a.	
			Return on Equity after 20 years	% p. a.	
			Discount Rate	%	
		Depreciation	Dep Rate for 1 st 15 years	%	
Dep rate 16 th year onwards	%				
Incentives	GBI, if any	Rs. Crore			
	Period for GBI	Years			

PU Interest on term loan	Rs/kWh														
PU Interest on working capital	Rs/kWh														
PU Return on Equity	Rs/kWh														
PU Tariff Components	Rs/kWh														

Per Unit Tariff components	Unit	Yr-27	Yr-28	Yr-29	Yr-30	Yr-31	Yr-32	Yr-33	Yr-34	Yr-35	Yr-36	Yr-37	Yr-38	Yr-39	Yr-40
PU O&M expenses	Rs/kWh														
PU Depreciation	Rs/kWh														
PU Interest on termloan	Rs/kWh														
PU Interest on workingcapital	Rs/kWh														
PU Return on Equity	Rs/kWh														
PU Tariff Components	Rs/kWh														

Levelized Tariff	Unit	Yr-1	Yr-2	Yr-3	Yr-4	Yr-5	Yr-6	Yr-7	Yr-8	Yr-9	Yr-10	Yr-11	Yr-12	Yr-13
Discount Factors														
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Levelized Tariff	Rs/kWh													

Levelized Tariff	Unit	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25	Yr-26
Discount Factors														
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Levelized Tariff	Rs/kWh													

Levelized Tariff	Unit	Yr-27	Yr-28	Yr-29	Yr-30	Yr-31	Yr-32	Yr-33	Yr-34	Yr-35	Yr-36	Yr-37	Yr-38	Yr-39	Yr-40
Discount Factors															
Discounted Tariff components	Rs/kWh														
Levelized Tariff	Rs/kWh														