



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 147]

नई दिल्ली, बुधवार, अप्रैल 19, 2017/चैत्र 29, 1939

No. 147]

NEW DELHI, WEDNESDAY, APRIL 19, 2017/CHAITRA 29, 1939

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 17 अप्रैल, 2017

सं. 1/21/2017—आरईजी.एएफएफ/(नवीकरणीय ऊर्जा—टैरिफ—2017—2020)/केविआ.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 (2) (ट) 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 उर्जा स्रोत से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2017 है।
- (2) ये विनियम 1.4.2017 से प्रवृत्त होंगे तथा जब आयोग द्वारा इनका पहले पुनर्विलोकन या विस्तारित न किए जाएं, प्रारंभ होने की तारीख से 3 वर्ष की अवधि के लिए 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 केंद्र में संबंध में, "सहायक ऊर्जा उपभोग" या "एयूएक्स" से उत्पादन केंद्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मानकीय मात्रा, जिसमें उत्पादन केंद्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां भी सम्मिलित हैं, अभिप्रेत हैं और इसे उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

- ग) "बायोमास" से कृषि तथा वन संबंधी क्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट उदाहरणार्थ स्ट्रॉ तथा डंठल) या कृषि उत्पादों (हस्क, कोशिका, गैर तैलीय केक; आदि) 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 के तत्वों (सीएच₄) जिसे गैस उत्पादक भी कहा जाता है कि 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 आक्सीजन वाले परिसर में (फर्मनेटस) में फसल अवशिष्ट मल, जल तथा खाद आर्गेनिक तरीके से मिलाया जाता है।
- च) "पूँजी लागत" से विनियम 12, 25, 28, 33, 44, 52, 57, 62, 70 व 77 में यथा परिभाषित पूँजी लागत अभिप्रेत है;
- छ) "आयोग" से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;
- ज) "कारबार संचालन विनियम" से समय-समय पर, यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार संचालन) विनियम, 1999 अभिप्रेत है;
- झ) "नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि" से वह अवधि अभिप्रेत है जिसमें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने वाले संनियम पुनः वैध रहेंगे;
- ञ) थर्मल उत्पादन केन्द्र के संबंध में, "सकल उष्मीयमान" या "जीसीवी" से, यथास्थिति, एक किलो टोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kcal) में उत्पादित उर्जा अभिप्रेत है;
- ट) "कुल केंद्र ताप दर" या "एसएचआर" से थर्मल उत्पादन केंद्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल. में ताप उर्जा अभिप्रेत है;
- ठ) "हाईब्रिड सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र" से ऐसा सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र अभिप्रेत है जो विद्युत उत्पादन के लिए सौर थर्मल ऊर्जा के साथ-साथ ऊर्जा इंपुट स्रोतों के अन्य रूपों का उपयोग करता है और जिसमें सौर ऊर्जा संघटक से 75% से अन्यून विद्युत उत्पादित होती है;
- ड) "संस्थापित क्षमता" या "आईसी" से उत्पादन केंद्र में सभी यूनिटों की दर्ज क्षमता या समय-समय पर, आयोग द्वारा यथा अनुमोदित उत्पादन केंद्र (जनरेटर टर्मिनलों पर माने जाने वाले) की क्षमता का संकलन अभिप्रेत है;
- ढ) "अंतर संयोजन बिंदु" से, यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन प्रसुविधा के इंटरफेस बिंदु अभिप्रेत है;
- I. पवन ऊर्जा परियोजनाओं तथा सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगी;
- II. लघु हाइड्रो ऊर्जा, बायोमास ऊर्जा गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, अंतर-संयोजन बिंदु जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड के बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगा;
- ण) "एमएनआरई" से भारत सरकार का नया तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय अभिप्रेत है;

- त) "म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट" या एमएसडब्ल्यू से अभिप्राय औद्योगिक अपशिष्ट को छोड़कर लेकिन बायो मेडिकल अपशिष्ट सहित या तो सॉलिड या अर्धसॉलिड रूप में म्यूनिसिपल या अधिसूचित क्षेत्रों में वाणिज्यिक तथा आवासीय उत्पादित अपशिष्ट को शामिल करने से अभिप्रेत है;
- थ) "गैर-फर्म ऊर्जा" से नवीकरणीय स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा, घंटे-वार ऐसा परिवर्तन अभिप्रेत है जो सूर्य, बादल, पवन आदि जैसे प्राकृतिक घटनाओं पर निर्भर हैं जिनका ठीक से अनुमान नहीं लगाया जा सकता है;
- द) "गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन" से वह प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें बायोमास का उपयोग करके क्रमिक रीति में एक से अधिक ऊर्जा रूपों को (जैसे स्टीम तथा विद्युत) उत्पादित करता है भले ही परियोजना सह-उत्पादित परियोजना होने के लिए अर्हित हो यदि यह विनियम 4 के खंड (4) में यथा विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करती हो;
- 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 है;
- न) "परियोजना" से, यथस्थिति, उत्पादन केंद्र या निष्क्रमण, अंतर-संयोजन बिंदु तक प्रणाली अभिप्रेत है तथा लघु हाइड्रो उत्पादन केंद्रों की दशा में, जिसमें उत्पादन प्रसुविधा के सभी संघटक जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डाम, इंटेक, जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम की उत्पादन यूनिटें सम्मिलित हैं;
- प) "रिफ्यूज डिराइव फ्यूल" या "आरडीएफ" से अभिप्राय सॉलिड वेस्ट के कमपेटींग कमबसटिबल संघटक और ड्राइंग डी स्टोनिंग, श्रेडिंग, डी हाईड्रेटिंग द्वारा उत्पादित पेलेट या फ्लफ के रूप में क्लोरोनेटिड प्लास्टिक से भिन्न सॉलिड वेस्ट के अलग कमबसटिबल फ्रेक्शन से है जिसे ईंधन के रूप में प्रयुक्त किया जा सकता है।
- फ) "नवीकरणीय ऊर्जा" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ग्रिड क्वालिटी विद्युत अभिप्रेत है;
- ब) "नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्र" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड क्वालिटी विद्युत का उत्पादन करने वाले पारंपरिक ऊर्जा संयंत्रों से भिन्न पावर संयंत्र अभिप्रेत है;
- भ) "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" से छोड़े हाइड्रो, पवन, सौर जैसे नवीकरणीय स्रोत अभिप्रेत हैं इसमें संयुक्त साइकल, जैव ईंधन सह-उत्पादन, ग्रामीण या नगरपालिका अपशिष्ट तथा ऐसे अन्य स्रोत, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों, के साथ इसका एकीकरण सम्मिलित है;
- म) "लघु हाइड्रो" से 25 मेगावाट वाले स्टेशन क्षमता के साथ हाइड्रो ऊर्जा परियोजना अभिप्रेत है;
- य) "सौर पीवी ऊर्जा" से ऐसे सौर फोटो वोल्टिक ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो फोटोवोल्टिक तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;
- कक) "सौर थर्मल ऊर्जा" से ऐसे सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो लाइन फोकस या बिंदु फोकस सिद्धांत के आधार पर सांदिता सौर ऊर्जा तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन करने के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;
- (खख) "टैरिफ अवधि" से वह अवधि है जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर टैरिफ अवधारित किया जाता है;

(गग) उत्पादन केंद्र जिसमें निष्क्रमण प्रणाली भी है, के यूनिट के संबंध में, “उपयोगी जीवन काल” से ऐसी उत्पादन प्रसुविधा की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से निम्नलिखित अवधि अभिप्रेत है; अर्थात्:—

(क)	पवन ऊर्जा पावर परियोजनाएं	25 वर्ष
(ख)	रंकिन साइकल तकनीकी के साथ बायोमास ऊर्जा पावर परियोजनाएं	20 वर्ष
(ग)	गैर-उष्मीय ईंधन सह-उत्पादन परियोजना	20 वर्ष
(घ)	लघु हाइड्रो संयंत्र	35 वर्ष
(ङ)	म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट (एमएसडब्ल्यू/और रिफ्यूज्ड ड्राइव फ्यूल (आरडीएफ) आधारित ऊर्जा परियोजना	20 वर्ष
(च)	सौर पीवी/सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना	25 वर्ष
(छ)	बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना	20 वर्ष
(ज)	बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना	20 वर्ष

(घघ) “वर्ष” से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(2) जैसा ऊपर कहा गया 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 केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2014 में परिभाषित हैं, का वहीं अर्थ होगा जो क्रमशः अधिनियम, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2014 में है।

3. परिधि तथा विस्तार

ये विनियम, उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित उत्पादन केंद्र 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, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, बायोमास रंकिन साइकल आधारित ऊर्जा सह-उत्पादन परियोजनाओं पर आधारित गैर-उष्मीय ईंधन, सौर पीवी, थर्मल ऊर्जा परियोजना बायोमास गैसीफायर तथा जो बायोगैस ऊर्जा परियोजना की दशा में, ये विनियम, इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करने के अधीन रहते लागू होंगे।

4. पात्रता मानदंड

- (क) पवन ऊर्जा परियोजना — राज्य नोडल एजेंसी/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थानों पर अवस्थित जो नए पवन टर्बाइन जनरेटरों का उपयोग करते हैं।
- (ख) लघु हाइड्रो परियोजना — जो नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाले राज्य नोडल अभिकरण/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थल पर अवस्थित हों, तथा एकल अवस्थान पर 25 मेगावाट से निम्न या उसके बराबर क्षमता वाले ऊर्जा संयंत्र संस्थापित करते हैं।
- (ग) बायोमास ऊर्जा परियोजना रंकिन साइकल तकनीकी आधारित — रंकिन साइकल तकनीक पर आधारित नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाले और जीवाश्म ईंधन का प्रयोग किए बिना बायोमास ईंधन स्रोत का उपयोग करने वाले बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं।
- (घ) गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना — गैर-उष्मीय ईंधन आधारित परियोजना को सह-उत्पादन परियोजना के अनुसार अर्हित किया जाना होगा यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करते हैं तथा परिभाषा के अनुसार हैं तथा नीचे उद्धृत अर्हित अपेक्षा को भी पूरा करते हों —

“सह-उत्पादन की बेहतर पद्धति” – कोई सुविधा जो ऊर्जा उत्पादन के लिए गैर-उष्णय ईंधन इनपुट का उपयोग करती है और साथ-साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी हीट उपयोजनों के लिए उत्पादित थर्मल ऊर्जा का उपयोग करती है।

परंतु यह कि साइकल पद्धति के अधीन अर्हित करने के लिए सह-उत्पादन प्रसुविधा, कुल उपयोगी ऊर्जा आउटपुट तथा उपयोगी थर्मल आउटपुट का आधा, सत्र के दौरान प्रसुविधा ऊर्जा खपत का 45% से अधिक होगा।

स्पष्टीकरण – इस खंड के प्रयोजनों के लिए,—

(क) “उपयोगी ऊर्जा आउटपुट” उत्पादक से कुल विद्युत आउटपुट है। इसमें स्वयं सह-उत्पादन संयंत्र में सहायक खपत होगी (अर्थात् बायलर कोड पम्प तथा एफडी/आइडी पंप)। ऊर्जा आउटपुट की संगणना करने के लिए कुल आउटपुट से सहायक खपत को कम करने की आवश्यकता होगी। संगणना के सरलीकरण के लिए, उपयोगी ऊर्जा आउटपुट को उत्पादन को उत्पादक से कुल विद्युत (केडब्ल्यूएच) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया जाएगा।

(ख) “उपयोगी थर्मल आउटपुट” एक उपयोगी हीट (स्टीम) है जो सह-उत्पादन प्रसुविधा की प्रक्रिया से प्रदान की जाती 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) “टोपिंग साइकल” 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।

- ड) **सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं** – एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित।
- (च) **बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना:**— परियोजना बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में कहे जाने के लिए अर्हित होगी, यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100% गैस उत्पादक इंजन का उपयोग करते हैं तथा एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर तकनीकी के साथ युग्मित हो।
- (छ) **बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना:**— परियोजना बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में कहे जाने के लिए अर्हित होगी, यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती हैं और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100% में बायोगैस जनित्र इंजन का उपयोग करते हैं, सह-पाचक कृषि अवशिष्ट खाद तथा अनया बायो अपशिष्ट, जो एमएनआरआई द्वारा अनुमोदित हो, के लिए बायोगैस तकनीकी के साथ युग्मित हो।
- (ज) **म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित ऊर्जा परियोजना** – परियोजना म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट (एमएसडब्ल्यू) आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में अर्हक होगी यदि यह रंकिन साइकल पद्धति पर आधारित नए संयंत्र एवं मशीनरी का प्रयोग कर रही है और ईंधन स्रोतों के रूप में म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट (एमएसडब्ल्यू) का प्रयोग कर रही है।
- (झ) **रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल (आरडीएफ) आधारित ऊर्जा परियोजना** – परियोजना रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल (आरडीएफ) आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में अर्हक होगी यदि यह रंकिन साइकल पद्धति पर आधारित नए संयंत्र एवं मशीनरी का प्रयोग कर रही है और ईंधन स्रोतों के रूप में रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल (आरडीएफ) का प्रयोग कर रही है।

अध्याय 1 – साधारण सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि

नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि 03 वर्ष की होगी जिसका पहला वित्तीय वर्ष 2017-18 होगा:

परंतु यह कि नियंत्रण अवधि के दौरान आरंभ की गई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार अवधारित टैरिफ नीचे दिए गए विनियम 6 में यथा विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधि की समूची अवधि के लिए लागू किया जाना जारी रहेगा।

परंतु यह कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों में पुनरीक्षण पहली नियंत्रण अवधि से पूर्व 6 महीने में किया जाएगा और यदि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियम अगली नियंत्रण अवधि के आरंभ तक अधिसूचित नहीं किए जाते तो इन विनियमों के अनुसार टैरिफ मानदण्ड संशोधित विनियम के अनुसार समायोजनाओं के अध्याधीन संशोधित विनियम की अधिसूचना तक लागू बने रहेंगे।

6. टैरिफ अवधि

- क) नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधि विनियम 2(1)(गग) में यथा परिभाषित उनके उपयोगी जीवन के समान होगा।
- ख) इन विनियमों के अधीन टैरिफ अवधि पर नवीकरणीय स्रोत ऊर्जा उत्पादन केंद्रों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से विचार किया जाएगा।
- ग) इन विनियमों के अनुसार, अवधारित टैरिफ विनियम खंड (क) और (ख) के अधीन यथा निर्धारित टैरिफ अवधि की अवधि के लिए नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं के लिए लागू होगा।

7. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ

- (क) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ, मामले से मामले आधार पर, परियोजनाओं के निम्नलिखित प्रकारों के लिए आयोग द्वारा अवधारित किया जाएगा:
 - i. सौर पीवी और सोलर थर्मल
 - ii. पवन ऊर्जा (ऑन शोर और ऑफ शोर सहित)
 - iii. बायोमास गैसीफायर आधारित परियोजनाएं यदि परियोजना विकासकर्ता परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प करता है।
 - iv. बायोगैस आधारित परियोजनाएं यदि परियोजना विकासकर्ता परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प करता है।
 - v. रंकिन साइकल तकनीक सहित म्यूनिसिपिल सॉलिड वेस्ट और रिफ्यूज्ड डिराइव्ड फ्यूल आधारित परियोजनाएं।
 - vi. हाइब्रिड सौर थर्मल पावर परियोजनाएं।
 - vii. अन्य संकर परियोजनाएं, जिसमें नवीकरणीय-नवीकरणीय या नवीकरणीय-पारस्परिक स्रोत सम्मिलित है जिसके लिए एमएनआरई द्वारा नवीकरणीय तकनीकी का अनुमोदन किया गया है;
 - viii. एमएनआरई द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नया नवीकरणीय ऊर्जा तकनीक।
- ख) ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत के उत्पादन के लिए परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण ऐसे निबंधनों तथा शर्तों के अनुसार किया जाएगा जैसा आयोग के सुसंगत आदेशों के अधीन अनुबद्ध किया जाए।

- ग) कोई वार्षिक जेनरिक टैरिफ इस विनियम के खंड (क) में उल्लिखित तकनीक के लिए अवधारित नहीं किया जाएगा। वित्तीय तथा प्रचालनगत मानदण्ड जिन्हें विनिर्दिष्ट किया जाएगा, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय मानदण्ड होंगे।

परंतु यह कि इन विनियमों के अध्याय-2 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय संनियम, पूंजी लागत के सिवाय, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय, संनियम होंगे।

8. टैरिफ का अवधारण करने के लिए याचिका तथा कार्यवाही

- (1) आयोग ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों, जिनके लिए विनियमों के अधीन संनियम विनिर्दिष्ट किए गए हैं, के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ पर कम से कम छः मास अग्रिम में स्व:प्रेरणा याचिका के आधार पर जैनरिक टैरिफ का अवधारण करेगा।
- (2) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका के साथ ऐसी फीस संलग्न की जाएगी जो विनियमों द्वारा अवधारित की जाए तथा उसमें निम्नलिखित भी संलग्न किया जाएगा:
 - (क) इन विनियमों में संलग्न, यथास्थिति, प्रारूप 1.1, 1.2, 2.1, तथा 2.2 में जानकारी;
 - (ख) विस्तृत परियोजना ब्यौरे जिसमें तकनीकी तथा प्रचालनात्मक ब्यौरे, स्थल विनिर्दिष्ट पहलू, पूंजी लागत तथा वित्तीय योजना आदि के लिए भूमिका;
 - (ग) सभी लागू निबंधनों तथा शर्तों का विवरण तथा वह अवधि, जिसके लिए टैरिफ का अवधारण किया जाना है, के लिए प्रत्याशित व्यय;
 - (घ) एक ऐसा विवरण, जिसमें केन्द्रीय सरकार और/या राज्य सरकार से शोध्य या कल्पित प्राप्त कोई सहायिकी तथा प्रोत्साहन के पूर्ण ब्यौरे अंतर्विष्ट हों। इस विवरण में सहायिकी तथा प्रोत्साहन पर विचार किए बिना संगणित प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगा;
 - (ङ) कोई अन्य जानकारी, जो आयोग याचिकाकर्ता से प्रस्तुत करने की अपेक्षा करे।
- (3) टैरिफ के अवधारण के लिए की जाने वाली कार्यवाही कारबार संचालन विनियमों के अनुसार होगी।

9. टैरिफ संरचना

नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ एकल भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित नियत लागत संघटक सम्मिलित होंगे;

- (क) रिटर्न ऑन इक्विटी;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;
- (ग) अवक्षयण;
- (घ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज;
- (ङ) प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए जिनके पास बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं तथा गैर उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन जैसे ईंधन लागत संघटक है, दो संघटकों के साथ सकल भाग टैरिफ, नियत लागत संघटक तथा ईंधन लागत संघटक का अवधारण किया जाएगा।

10. टैरिफ डिजाइन

- (1) जैनरिक टैरिफ का अवधारण टैरिफ अवधि के लिए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय प्रौद्योगिकियों के लिए, जिनके पास दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, टैरिफ का अवधारण नियत लागत संघटक के लिए परियोजना के प्रारंभ होने के वर्ष पर विचार करते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा जब कि ईंधन लागत संघटक को प्रचालन आधार के वर्ष पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

- (2) स्तरीकृत टैरिफ संगणना के प्रयोजन के लिए, पूंजी की पश्च-कर भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक पर विचार किया जाएगा।
- (3) स्तरीकृत नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के "उपयोगी जीवन काल" के लिए किया जाएगा।
- (4) उक्त सिद्धांत परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए भी लागू होंगे।
- 11. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा के लिए प्रेषण सिद्धांत**
- (1) 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर की संस्थापित क्षमता वाले बायोमास ऊर्जा संयंत्रों के सिवाए सभी नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों तथा गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन संयंत्रों को "अवश्य चलने वाले" ऊर्जा संयंत्र के रूप में माना जाएगा तथा वह "गुणावगुण" आर्डर प्रेषण सिद्धांतों के अधीन नहीं होंगे।
- (2) 10 मेगावाट या उससे ऊपर की संस्थापित क्षमता के साथ बायोमास ऊर्जा उत्पादन केन्द्र गैर-उष्मीय आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता तथा (आईईजीसी) तथा केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अननुसूचित विनिमय तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2014, जिसमें उसके संशोधन भी सम्मिलित हैं, के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता के अधीन रहते हुए होंगे।
- (3) पवन तथा सौर ऊर्जा का अनुसूचीकरण समय-समय से यथासंशोधित (भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता) (तीसरा संशोधन) विनियम, 2015 और केविविआ (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबद्ध मामले) (दूसरा संशोधन) विनियम, 2015 के उक्त उपबंधों के अनुसार संचालित होगा।

अध्याय-2 वित्तीय सिद्धान्त

12. पूंजी लागत

पश्चातवर्ती तकनीकी विनिर्दिष्ट अध्याय में यथा विनिर्दिष्ट पूंजी लागत के लिए संनियमों में सभी पूंजी कार्य भी सम्मिलित होंगे जिसमें संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य, संनिर्माण तथा कमीशनिंग, वित्त तथा संनिर्माण के दौरान ब्याज तथा अंतर-संयोजन स्थल तक निष्क्रमण अवसंरचना शामिल है:

परंतु यह कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए, उत्पादन कंपनी विनियम 8 के अधीन विनिर्दिष्ट रीति में इस याचिका के साथ पूंजी लागत मदों का ब्यौरा करेगी।

13. ऋण-इक्विटी अनुपात

(1) स्वप्रेरणा याचिका पर आधारित अवधारित किए जाने वाले जैनरिक टैरिफ का ऋण इक्विटी अनुपात 70:30 होगा।

(2) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, निम्नलिखित उपबंध होंगे, अर्थात्:-

यदि वास्तविक रूप से संयोजित इक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है तो 30% की इक्विटी को मानकीय ऋण समझा जाएगा:

परंतु जहां वास्तविक रूप से नियोजित इक्विटी पूंजी लागत के 30% से कम हैं तो टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह और कि विदेशी मुद्रा में निवेशित इक्विटी को प्रत्येक निवेश की तारीख को भारतीय रुपए में माना जाएगा।

14. ऋण तथा वित्त प्रभार

(1) ऋण अवधि

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए 13 वर्ष के ऋण की अवधि पर विचार किया जाएगा।

(2) ब्याज दर

(क) विनियम 13 में उपदर्शित रीति से तय ऋण को ऋण पर ब्याज के लिए संगणना हेतु मानकीय ऋण के रूप पर विचार किया जाएगा। प्रत्येक वर्ष की पहली अप्रैल को बकाया मानकीय ऋण को कुल मानकीय ऋण से पूर्व वर्ष के 31वें मार्च तक संचयी प्रतिसंदाय की कटौती करके निकाला जाएगा।

- (ख) टैरिफ की संगणना करने के प्रयोजन के लिए, पिछले उपलब्ध 6 माह के दौरान प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक मार्जिनल निधि आधारित ऋण दर (एमसीएलआर) (1 वर्ष की अवधि से अधिक औसत से अधिक 200 बेसिस प्वाइंट की मानकीय ब्याज दर पर विचार किया जाएगा)।
- (ग) उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त निलम्बनाधीन अवधि में किसी बात के होते हुए भी, ऋण के प्रतिसंदाय पर परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से विचार किया जाएगा तथा वह अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगी।

15. अवक्षयण

- (1) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए, आधार मूल्य आयोग द्वारा स्वीकृत आस्ति की पूंजी लागत होगी। आस्ति के साल्वेज मूल्य पर 10% के रूप में विचार किया जाएगा तथा आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अवक्षयण अनुज्ञात किया जाएगा।
- (2) पहले 13 वर्षों के लिए 5.28 प्रति वर्ष की अवक्षयण दर और और परियोजना लागत के 10 प्रतिशत के रूप में परियोजना की साल्वेज मूल्य पर विचार करते हुए आरई परियोजनाओं के शेष उपयोगी जीवन के दौरान विस्तारित किए जाने वाले शेष अवक्षयण पर विचार किया जाएगा।
- (3) अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा:
- परंतु यह कि वर्ष के भाग के लिए आस्ति की वाणिज्यिक प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

16. रिटर्न आन इक्विटी

- (1) इक्विटी के लिए आधार मूल्य विनियमों 13 के अधीन यथा अवधारित पूंजी लागत या वास्तविक इक्विटी (परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में) का 30% होगी।
- (2) इक्विटी पर मानकीय रिटर्न परियोजना के समुचय उपयोगी जीवन के लिए पूर्ववर्ती वर्ष की पहली अप्रैल को प्रचलित न्यूनतम वैकल्पिक कर (मैट) से सकल करते हुए 14 प्रतिशत होगी।

17. कार्यकरण पूंजी पर ब्याज

- (1) पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो उर्जा, सौर पीवी तथा सौर थर्मल उर्जा परियोजनाओं की बाबत कार्यकरण पूंजी अपेक्षा की संगणना निम्नानुसार की जाएगी:
- (क) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;
- (ख) मानकीय सीयूएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए उर्जा प्रभारों के दो मास के समकक्ष प्राप्य;
- (ग) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के 15% की दर से रखरखाव खर्च।
- (2) रंकिन साइकल तकनीक, बायोगैस और बायोगैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना तथा गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन, म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट और रिफ्यूज्ड डिराइव परियोजनाओं के संबंध में कार्य पूंजी अपेक्षाएं निम्नलिखित खंड के अनुसार संगणित की जाएगी:
- (क) मानकीय पीएलएफ के समकक्ष चार मास के लिए ईंधन लागत;
- (ख) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;
- (ग) लक्ष्य पीएलएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए नियत तथा परिवर्तनीय प्रभारों के दो मास के समतुल्य प्राप्य।
- (घ) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का 15 की दर से रखरखाव पुर्ज।

(3) कार्य पूंजी पर ब्याज टैरिफ के अवधारण के लिए पिछले उपलब्ध 6 माह के दौरान प्रचलित औसत भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर (1 साल की अवधि) से अधिक 300 बेसिस प्वाइंट की मानकीय ब्याज दर के समतुल्य ब्याज दर होगी।

18. सीयूएफ/पीएलएफ की गणना:

विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों के लिए सीयूएफ/पीएलएफ (जहां लागू हो) की संगणना के लिए घण्टों की संख्या 8766 होगी।

19. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

(1) "प्रचालन तथा रखरखाव या ओएण्डएम खर्चों" में मरम्मत तथा रखरखाव (आरएंडएम) स्थापना, जिसमें कर्मचारी खर्चे तथा प्रशासनिक तथा साधारण खर्चे भी हैं, समविष्ट होंगे।

(2) "प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का अवधारण आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए इन विनियमों में पश्चातवर्ती विनिर्दिष्ट मानकीय ओएंडएम खर्चों के आधार पर टैरिफ खर्चों के आधार पर टैरिफ अवधि के लिए किया जाएगा।

(3) इन विनियमों में के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के दौरान अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में टैरिफ अवधि की समाप्ति पर 5.72% प्रति वर्ष की दर पर वृद्धि की जाएगी।

20. रिबेट

(1) उत्पादन कंपनी के बिलों का संदाय प्रत्यय पत्र के माध्यम से करने पर 2% की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

(2) जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के एक मास की अवधि के भीतर प्रत्यय पत्र से विभिन्न रीति से संदाय किया जाता है, वहां 1% की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

21. विलंब संदाय अभिभार

इन विनियमों के अधीन संदाय प्रभारों के लिए यदि किसी बिल के संदाय में बिलिंग की तारीख से 60 दिन की अवधि के बाद विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25% की दर में विलंब संदाय अभिभार उद्गृहीत किया जाएगा।

22. सीडीएम फायदों की हिस्सेदारी

(1) अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट आगमों की हिस्सेदारी निम्नलिखित रीति से उत्पादन कंपनी तथा संबंधित फायदाग्रहियों के बीच होगी, अर्थात्:-

(क) उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् पहले वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रतिधारित किए जाने वाले सीडीएम फायदों के मुद्दे कुल आगमों का 100%;

(ख) दूसरे वर्ष में, फायदाग्रहियों का अंश 10% तक बढ़ाया जाएगा जिसमें 50% तक पहुंचने तक प्रत्येक वर्ष 10% तक की वृद्धि की जाएगी जिसके पश्चात् उत्पादन कंपनी तथा फायदाग्रहियों द्वारा समान अनुपात में आगमों का विभाजन किया जाएगा।

23. केंद्रीय/राज्य सरकार द्वारा सहायिकी या प्रोत्साहन

आयोग इन विनियमों के अधीन टैरिफ का अवधारण करते समय नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों के लिए केंद्रीय या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित कोई प्रोत्साहन या सहायिकी, जिसमें प्रत्यायित अवक्षयण फायदा भी है, यदि उत्पादन कंपनी द्वारा लिए जाते हैं, पर विचार करेगा:

परंतु यह कि निम्नलिखित सिद्धांतों पर टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रत्यायित अवक्षयण, यदि किया गया हो, के मुद्दे अभिनिश्चित आयकर फायदे के लिए विचार किया जाएगा:

(i) फायदे का निर्धारण आयकर अधिनियम तथा निगमित आयकर दर के अधीन सुसंगत उपबंधों के अनुसार मानकीय पूंजी लागत, प्रत्यायित अवक्षयण दर के आधार पर किया जाएगा।

(ii) राजकोषीय वित्तीय वर्ष के आधे के दौरान आरई परियोजनाओं का पूंजीकरण। प्रति यूनिट फायदे पूंजी के भारित औसत लागत के समतुल्य छूट के कारके के आधार पर स्तरीकृत रूप से व्युत्पन्न होंगे।

24. कर तथा शुल्क

इन विनियमों के अधीन अवधारित टैरिफ, उन करों तथा शुल्कों से अलग होगा जो समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत किए जाएं:

परन्तु यह कि समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत कर तथा शुल्क वास्तविक उपगत आधार पर पास-थ्रू के रूप में अनुज्ञात किए जाएंगे।

अध्याय-3 पवन ऊर्जा के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

25. पूंजी लागत

आयोग पवन ऊर्जा परियोजना के लिए प्रचलित बाजार परवृत्तियों पर आधारित टैरिफ और केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत आधारित करेगा।

26. क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)

(1) इस नियंत्रण अवधि के लिए सीयूएफ संनियम निम्नानुसार होंगे:

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

(2) उपरोक्त उप-विनियम (1) में विनिर्दिष्ट वार्षिक मीन पवन ऊर्जा घनत्व को 100 मीटर हब-ऊँचाई पर मापा जाएगा।

(3) विशिष्ट पवन जोन वर्ग में पवन ऊर्जा परियोजना के वर्गीकरण के प्रयोजन के लिए पवन मापमान के लिए एमएनआई मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार एनआईडब्ल्यूई या किसी निजी विकासकर्ता द्वारा दिया गया तथा एनआईडब्ल्यूई द्वारा वैध पवन मस्तूल को एकसमान राज्यक्षेत्र के लिए सभी दिशाओं हेतु मस्तूल स्थान से 10 किलोमीटर तक सामान्यतः विस्तारित किया जाएगा तथा स्थल की जटिलता के संबंध में कॉम्प्लेक्स भूभाग में समुचित दूरी तक सीमित होगा। एनआईडब्ल्यूई द्वारा ऐसी वैधता के आधार पर राज्य नोडल अभिकरण प्रस्तावित पवन फार्म काम्प्लेक्स की जोनिंग को प्रमाणित करना चाहिए।

27. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

(1) आयोग प्रचलित बाजार सूचना पर आधारित केवल परियोजना विनिर्दिष्ट प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों को अवधारित करेगा।

अध्याय-4 लघु हाइड्रो परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

28. पूंजी लागत

(1) नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के दौरान लघु हाइड्रो परियोजना के लिए मानकीय पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

क्षेत्र	परियोजना आकार	पूंजी लागत (रुपये लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल और उत्तर पूर्वी राज्य	5 मेगावाट से निम्न	1000
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	900
अन्य राज्य	5 मेगावाट से निम्न	779
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	707

(2) पूंजी लागत इंडेक्शन तंत्र

नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए यथा-विनिर्दिष्ट एसएचपी के लिए पूंजी लागत नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिए वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

29. क्षमता उपयोग कारक

हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल और पूर्वोत्तर राज्यों में अवस्थित लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोग कारक 45% होगा तथा अन्य राज्यों के लिए सीयूएफ 30% होगा।

स्पष्टकीरण- इस विनियमों के प्रयोजन के मानकीय सीयूएफ गृहराज्य, यदि कोई हो, को निःशुल्क ऊर्जा देनी और यदि विकासकर्ता द्वारा मानकीय सीयूएफ से अधिक की प्रतिबद्धता की जाती है तो निःशुल्क ऊर्जा की कोई मात्रा टैरिफ का कारक नहीं होगी।

30. सहायक खपत

लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय सहायक खपत 1.0% होगी।

31. प्रचालन एवं रखरखाव खर्च

(1) नियंत्रण अवधि अर्थात् (वित्तीय वर्ष 2017-18) पहले वर्ष के लिए मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्च निम्नानुसार होंगे।

क्षेत्र	परियोजना आकार	ओ एण्ड एम व्यय (रुपये लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल और उत्तर पूर्वी राज्य	5 मेगावाट से निम्न	36
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	27
अन्य राज्य	5 मेगावाट से निम्न	29
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	21

(2) इन विनियमों के अधी अनुज्ञात मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों में स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए टैरिफ अवधि के लिए प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

अध्याय-5 रंकिन साइकल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

32. तकनीकी पहलू

नीचे विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम जल शीतलन कंडेंसर का उपयोग करने वाले रंकिन साइकल प्रौद्योगिकी उपयोजन के आधार पर बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं

33. पूंजी लागत

आयोग बायोमास परियोजनाओं के लिए वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए मानकीय पूंजी लागत अवधारित करने का निम्नानुसार प्रस्ताव करता है।

बायोमास रंकिन साइकल परियोजना	पूंजी लागत (वित्तीय वर्ष 2017-18) (रुपये लाख/मेगावाट)
वाटरकूल्ड कंडेंसर सहित (राइस स्ट्रॉ एवं जूली फ्लोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना से भिन्न) परियोजना	559.03
वायुकूल्ड कंडेंसर सहित (राइस स्ट्रॉ एवं जूली फ्लोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना से भिन्न) परियोजना	600.44
वाटरकूल्ड कंडेंसर सहित (राइस स्ट्रॉ एवं जूली फ्लोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना से भिन्न) परियोजना	610.80
वायुकूल्ड कंडेंसर सहित (राइस स्ट्रॉ एवं जूली फ्लोरा (प्लांटेशन) आधारित परियोजना से भिन्न) परियोजना	652.20

(2) पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए यथा-विनिर्दिष्ट रंकिन साइकल तकनीक पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजना के लिए पूंजी लागत नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिए वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

34. संयंत्र भार कारक

(1) टैरिफ के नियम प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रारंभिक संयंत्र भार कारक निम्नानुसार होगा:-

- क) स्थरीकरण के दौरान : 60%
- ख) पहले वर्ष (स्थरीकरण के पश्चात) की शेष अवधि के दौरान : 70%
- ग) 2 वर्ष से आगे से : 80%

(2) स्थरीकरण अवधि परियोजना के चालू होने की तारीख से 6 मास से अधिक नहीं होगी।

35. सहायक खपत

सहायक ऊर्जा खपत कारक निम्नानुसार होगा:

- क) वाटरकूल्ड कंडेंसर का प्रयोग करने वाली परियोजना के लिए
 - i. प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान 11%
 - ii. दूसरे वर्ष से आगे 10%
- ख) एयरकूल्ड कंडेंसर का प्रयोग करने वाली परियोजना के लिए
 - i. प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान 13%
 - ii. दूसरे वर्ष से आगे 12%

36. स्टेशन हीट दर

बायोमास उजा परियोजनाओं के लिए स्टेशन हीट दर निम्नानुसार होगी:

- क) ट्रेवलिंग ग्रेट बॉयलरों का प्रयोग करने वाली परियोजनाओं के लिए— 4200केसीएएल/किलोवाट घण्टा
- ख) एएफबीसी बॉयलरों वाली परियोजनाओं का प्रयोग करने के लिए: 4125केसीएएल/किलोवाट घण्टा

37. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017–18) के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्च रु. 40 लाख प्रति मेगावाट होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन विनियमों नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017–18) के प्रारंभ अनुज्ञात मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्च पर प्रतिवर्ष 5.72 प्रति वर्ष की दर वृद्धि की जाएगी।

38. ईंधन मिश्रण

- (1) बायोमास उजा संयंत्र इस प्रकार डिजाइन किए जाएंगे जिसमें वे बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के निकट उपलब्ध गैस जीवाश्म ईंधन के विभिन्न प्रकारों का उपयोग कर सकें जैसे फसल अपशिष्ट, कृषि औद्योगिक अपशिष्ट, वन अपशिष्ट आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन का उपयोग कर सकें जैसे एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हो।
- (2) बायोमास ऊर्जा उत्पादन कंपनियां, अपनी-अपनी परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उलब्धता को सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।

39. जीवाश्म ईंधन का उपयोग

जीवाश्म ईंधन का उपयोग की अनुमति नहीं होगी।

बशर्ते कि 31.03.2017 को या इससे पूर्व आरंभ की गई बायोमास उजा परियोजना के लिए वार्षिक आधार पर क्लेरिफिक मूल्य के अनुसार 15% की सीमा तक जीवाश्म ईंधन का उपयोग की आरंभ की तारीख से टैरिफ अवधि के लिए अनुमति होगी

40. जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए मॉनिटरिंग तंत्र

- (1) परियोजना विकासकर्ता मासिक ऊर्जा बिल के साथ-साथ प्रत्येक माह के लिए फायदाग्रहियों के सम्यक रूप से चार्टर्ड लेखाकार द्वारा प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण तथा मासिक ईंधन उपाप्ति विवरण (जिसकी एक प्रति जीवाश्म तथा गैर-जीवाश्म ईंधन खपत की मॉनिटरिंग के प्रयोजन के लिए आयोग द्वारा नियुक्त समुचित अधिकरण को सहित) प्रस्तुत करेगा।
- (2) वित्तीय वर्ष के दौरान परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन उपयोग करने की शर्त का अनुपालन न करने पर इन विनियमों के अनुसार ऐसे बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ की उपयुक्तता वापस ली जाएगी।

41. उष्मीय (क्लेरिफिक) मूल्य

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रयुक्त बायोमास ईंधन का उष्मीय मूल्य 3100 केसीएएल/किलोग्राम होगा।

42. ईंधन लागत

नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2017–18) के पहले वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन कीमत नीचे दी गई सारणी के अनुसार होगी तथा नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% की वृद्धि होगी जब तक कि आयोग द्वारा इसकी विशेष रूप से समीक्षा न की गई हो। स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए, 5% प्रति वर्ष की मानकीय वृद्धिकारक बायोमास कीमत पर लागू होगा।

राज्य	वित्तीय वर्ष 2017-18 (रुपये / एमटी)
आंध्र प्रदेश	2873.22
हरियाणा	3270.39
महाराष्ट्र	3344.85
पंजाब	3420.56
राजस्थान	2854.60
तमिलनाडु	2826.05
उत्तर प्रदेश	2922.86
अन्य राज्य	3073.05

अध्याय-6 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

43. तकनीकी पहलू

परियोजना गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में जब अर्हित होगी जब यह विनियम 4 (घ) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट पात्रता मानदण्ड के अनुसार है।

44. पूंजी लागत

गैर-जीवाश्म आधारित सह-उत्पादन परियोजना के लिए मानकीय पूंजी लागत नियंत्रण वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के लिए 492.5 लाख रुपये है/मेगावाट होगी तथा नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिए वैध बनी रहेगी जब तक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो।

45. संयंत्र भार कारक

(1) नियत प्रभार का अवधारण करने के प्रयोजन के लिए, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए संयंत्र भार कारक की संगणना नीचे (2) के अधीन यथा-विनिर्दिष्ट पेराई मौसम तथा बे-मौसम के दौरान प्रचालन तथा 92% भार कारक पर विचार करते हुए प्रचालन दिनों की संख्या के लिए उपलब्ध संयंत्र के आधार पर की जाएगी।

(2) विभिन्न राज्यों के लिए प्रचालन दिन की संख्या निम्नानुसार होगी।

राज्य	प्रचालन दिन	संयंत्र भार कारक (%)
उत्तर प्रदेश और आंध्र प्रदेश	120 दिन (पेराई)+60 दिन (बे-मौसम) =180दिन प्रचालन दिन	45%
तमिलनाडु और महाराष्ट्र	180 दिन (पेराई)+60 दिन (बे-मौसम) =240 दिन प्रचालन दिन	60%
अन्य राज्य	150 दिन (पेराई)+60 दिन (बे-मौसम) =210 दिन प्रचालन दिन	53%

46. सहायक खपत

टैरिफ की संगणना के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 8.5% होगी।

47. स्टेशन हीट दर

ऊर्जा उत्पादन संघटक के लिए 3600 केसीएएल/किलोवाट घण्टा की स्टेशन हीट दर गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिफ के संगणना के लिए विचार किया जाएगा।

48. ऊष्मीय मूल्य

बगास (खोई) के लिए कुल ऊष्मीय मूल्य 2250 केसीएएल/केजी के रूप में विचार किया जाएगा। बगास से भिन्न बायोमास ईंधन के उपयोग के लिए विनियम 41 के अधीन यथा-विनिर्दिष्ट ऊष्मीय मूल्य लागू होगा।

49. ईंधन लागत

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के लिए बगास की कीमत नीचे सारणी में यथा-विनिर्दिष्ट होगी और नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% पर वृद्धि होगी जब तक विशेष रूप से आयोग द्वारा समीक्षा न की गई हो। स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए 5% प्रति वर्ष की मानकीय वृद्धिकारक बगासे कीमत पर लागू होगा।

राज्य	बगास कीमत वित्तीय वर्ष 2017-18 (रुपए/एमटी)
आंध्र प्रदेश	1622.16
हरियाणा	2307.26
महाराष्ट्र	2273.75
पंजाब	2030.49
तमिलनाडु	1747.51
उत्तर प्रदेश	1809.57
अन्य राज्य	1964.71

- (2) सह-उत्पादन परियोजनाओं में बगास से भिन्न बायोमास के उपयोग के लिए, विनियम 44 के अधीन यथा-विनिर्दिष्ट बायोमास कीमत लागू होगी।

50. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के दौरान मानकीय ओ एण्ड एम खर्चे 21.13 लाख रुपये प्रति मेगावाट होगा।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) की शुरुआत पर अनुमत मानकीय ओ एण्ड एम खर्चे 5.72% प्रति वर्ष की वृद्धि होगी।

अध्याय-7 सौर पीवी ऊर्जा परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**51. तकनीकी पहलू**

इन विनियमों के अधीन सौर फोटोवोल्टिक (पीवी) के लिए संनियम ग्रिड से जुड़ी उन पीवी प्रणालियों के लिए लागू होंगे जो सौर ऊर्जा को प्रत्यक्षतः विद्युत में संपरिवर्तित करते हैं तथा क्रिस्टलिन सिलिकान या पतली फिल्म आदि जैसी उन प्रौद्योगिकियों पर आधारित हों जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित की जाएं।

52. पूंजी लागत

आयोग सौर पीवी परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित टैरिफ और परियोजनाओं विनिर्दिष्ट पूंजी लागत को निर्धारित करेगा।

53. क्षमता उपयोग कारक

सौर पीवी परियोजना के लिए क्षमता उपयोग कारक 19% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा।

54. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

आयोग सौर पीवी परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित केवल परियोजनाओं विनिर्दिष्ट ओ एण्ड एम खर्चों को निर्धारित करेगा।

55. सहायक खपत

सहायक खपत कारक कुल उत्पादन का 0.25% होगा :

परंतु कि आयोग विनियमों 7 और विनियमों 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के मामले में उक्त संनियम से विचलन कर सकता है।

अध्याय 8 – सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना के लिए प्रौद्योगिक विनिर्दिष्ट पैरामीटर**56. तकनीकी पहलू**

इन विनियमों के अधीन सौर थर्मल ऊर्जा के लिए संनियम सांद्रित और ऊर्जा (सीएसपी) तकनीकियों, को लागू होंगे, अर्थात् लाइन फोकसिंग या स्थान फोकसिंग, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों, तथा जिनका उपयोग प्रत्यक्षतः सूर्य की रोशनी में होता है, उच्चतर ऊर्जा घनत्वता तक आने के लिए विभिन्न समयों पर सांद्रित किया जाता है, तथा अतः उच्चतर तापमान, जिससे हीट उत्पन्न होती है, का उपयोग विद्युत उत्पादन करने के लिए पारंपरिक ऊर्जा साइकल को प्रचालित करने के लिए किया जाता है।

57. पूंजी लागत

आयोग सौर थर्मल परियोजना के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित टैरिफ एवं परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत निर्धारित करेगा।

58. क्षमता उपयोग कारक

सौर थर्मल परियोजना के लिए क्षमता उपयोग कारक 23% होगा:

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा।

59. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

आयोग सौर थर्मल परियोजना के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित केवल परियोजना विनिर्दिष्ट प्रचालन एवं रखरखाव खर्चों को अवधारित करेगा।

60. सहायक खपत

सहायक खपत कारक 10% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा।

अध्याय – 9 बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**61. तकनीकी पहलू**

इसमें विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं पर आधारित है।

62. पूंजी लागत

रंकिन साइकल पर आधारित बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्षों के दौरान (वित्तीय वर्ष 2017-18) 592.88 लाख रुपए/मेगावाट होगा और परवर्ती वर्षों के लिए वही होगा जबतक आयोग द्वारा विशेष रूप से आदेश न दिया गया हो। 150.00 लाख रुपए/मेगावाट की पूंजी सब्सिडी को हिसाब में लेने के बाद, निवल परियोजना लागत वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए 442.88 लाख रुपए/मेगावाट होगी।

63. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के नियत प्रभार संघटक अवधारण के लिए आरंभिक पीएलएफ 85% होगा।

64. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 10% होगा।

65. विनिर्दिष्ट ईंधन खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन खपत 1.25 किग्रा प्रति केडब्ल्यूएच होगी।

66. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2017-18) के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम खर्च 52.83 लाख प्रति मेगावाट होगी।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओ एंड एम खर्चों में प्रतिवर्ष 5.72 की दर पर वृद्धि की जाएगी।

67. ईंधन मिश्रण

(1) बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा संयंत्र इस प्रकार डिजायन किया जाएगा जिससे इसका उपयोग बायोमास ऊर्जा परियोजना के परिसर के भीतर उपलब्ध गैस-ऊष्मीय ईंधन के विभिन्न प्रकारों के लिए किया जा सके जैसे फसल अवशिष्ट, कृषि अपशिष्ट, बन अपशिष्ट आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों।

(2) बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा उत्पादन कंपनियां, अपनी-अपनी परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता को सुनिश्चित करने हेतु ईंधन प्रबंधन योजना को सुनिश्चित करेंगी।

68. ईंधन लागत

वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए लागू बायोमास गैसीफायर आधारित विद्युत परियोजना के लिए बायोमास ईंधन कीमत वही होगी जो विनियम 42 में यथाउल्लिखित बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजना (रंकिन साइकल) के लिए है।

अध्याय -10 बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**69. तकनीकी पहलू**

इसमें विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम ग्रिड से जुड़े ऐसे बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं जो 100% बायोगैस चालित ईंधन का उपयोग करते हैं, सह-ग्राह्य कृषि अवशिष्ट, खाद तथा एमएनआरई द्वारा यथा-अनुमोदित अन्य जैव अवशिष्ट के लिए बायोगैस तकनीकी के साथ युग्मित हों।

70. पूंजी लागत

बायोगैस आधारित ऊर्जा के लिए मानकीय पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2017-18) 1185.76 लाख रुपए/मेगावाट होगी तथा यह नियंत्रण अवधि की समूची अवधि के लिए वैध बनी रहेगी जबतक कि आयोग द्वारा पहले समीक्षा न की गई हो। 300 लाख रुपए/मेगावाट की पूंजी सब्सिडी को हिसाब में लेने के बाद निवल परियोजना लागत 885.76 लाख रुपए/मेगावाट है।

71. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के नियत प्रभार संघटक को अवधारित करने के लिए आरंभिक पीएलएफ 90% होगा।

72. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 12% होगा।

73. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के लिए मानकीय ओ एंड एम खर्च 52.83 लाख प्रति मेगावाट होंगे।

(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओ एंड एम खर्चों में प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

74. विनिर्दिष्ट ईंधन खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन खपत सबस्ट्रेट मिश्रित प्रति केडब्ल्यूएच का 3 केजी होगा।

75. ईंधन लागत (फीड स्टॉक कीमत)

नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2017-18) के पहले वर्ष के दौरान फीड स्टॉक कीमत 1228.72 रुपए/एमटी होगी और नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% की वृद्धि होगी जबतक कि विशेष रूप से आयोग द्वारा समीक्षा न की गई हो। स्थरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए, 5% प्रतिवर्ष की मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

अध्याय 11 – म्युनीसिपल सालिड वेस्ट/रिफ्यूड डिराइब्ड ईंधन का प्रयोग करने वाली और रैंकिन साइकिल तकनीकी पर आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीक विनिर्दिष्ट पैरामीटर

76. तकनीकी पहलू

इसके अधीन विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं जो एमएसडब्ल्यू और आरडीएफ का प्रयोग करते हैं और रैंकिन साइकिल तकनीक, कंबशन या इंसीनीरेशन बायोमैथीनेशन, पाईरोलोसिस और आईएंड गैसीफायर तकनीक पर आधारित हैं

77. पूंजी लागत

आयोग केवल परियोजना विनिर्दिष्ट पूंजी लागत तथा एमएसडब्ल्यू/आरडीएफ परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित टैरिफ को अवधारित करेगा।

78. संयंत्र भार कारक

(1) ऊर्जा परियोजनाओं के लिए टैरिफ के नियत प्रभार संघटक के अवधारण के लिए आरंभिक पीएलएफ जो एमएसडब्ल्यू और आरडीएफ का प्रयोग करते हैं निम्नानुसार होगा।

	पीएलएफ	एमएसडब्ल्यू	आरडीएफ
क	स्थरीकरण के दौरान	65%	65%
ख	पहले वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थरीकरण के बाद)	65%	65%
ग	दूसरे वर्ष से आगे	75%	80%

(2) स्थरीकरण अवधि परियोजना के आरंभ की तारीख से 6 महीने से अधिक नहीं होगी।

79. सहायक खपत

एमएसडब्ल्यू/आरडीएफ आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए सहायक ऊर्जा खपत 15 % होगी

80. स्टेशन हीट दर

एमएसडब्लू/आरडीएफ आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए स्टेशन हीट दर 4200 केसीएल/किलोवाट घंटा होगी

81. प्रचालन और रखरखाव खर्च

आयोग एमएसडब्लू/आरडीएफ परियोजनाओं के लिए प्रचलित बाजार प्रवृत्तियों पर आधारित केवल परियोजना विनिर्दिष्ट प्रचालन और रखरखाव खर्चों को अवधारित करेगा

82. क्लेरेफिक मूल्य

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रयुक्त आरडीएफ ईंधन का क्लेरेफिक मूल्य 2500 केसीएल/किलोग्राम होगा।

83. पूंजी लागत

वित्तीय वर्ष 2017-18 के दौरान आरडीएफ कीमत 1800 रुपए प्रति एमटी होगी और नियंत्रण अवधि की प्रवृत्ति वर्ष के लिए आधार कीमत पर आने के लिए 5% की वृद्धि होगी जब तक विशेष रूप से आयोग द्वारा समीक्षा न की गई हो। स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए 5 प्रतिशत की मानकीय वृद्धि कारक लागू होगा।

कोई ईंधन लागत एमएसडब्लू का प्रयोग करने वाली ऊर्जा परियोजनाओं के लिए टैरिफ के अवधारण के लिए विचार नहीं किया जाएगा।

अध्याय – 12 प्रकीर्ण**84. संनियमों से विचलन**

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन केंद्र से उत्पादित विद्युत के विक्रय के लिए टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों से विचलन में उत्पादन कंपनी और अनुज्ञप्तिधारी के बीच इस शर्त के अधीन रहते हुए भी तय किया जा सकेगा कि विचलन में संनियमों के आधार पर परियोजना के उपयोगी जीवनकाल पर स्तरीकृत टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर संगणित स्तरीकृत टैरिफ से अधिक नहीं है।

85. शिथिल करने की शक्ति

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

सनोज कुमार झा, सचिव

[विज्ञापन—III/4/असा./19/17]

परिशिष्ट**प्रारूप-1.1 पवन ऊर्जा या लघु हाइड्रो परियोजना या सौर (पीवी/सौर थर्मल) के लिए प्रारूप**

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर
1.	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता क्षमता उपयोग कारक वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % मास/वर्ष वर्ष	
2.	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूंजी लागत पूंजी लागत पूंजी सहायिकी, यदि कोई कुल पूंजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में	
3.	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण: ईक्विटी	टैरिफ अवधि ऋण	वर्ष %	

		ऋण संघटक	ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम	% % रुपए लाख में	
		ईक्विटी संघटक	ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि प्रतिसंदाय अवधि (जिसमें विलंबनाधीन है) ब्याज दर	रुपए लाख में वर्ष वर्ष %	
		अवक्षयण प्रोत्साहन	ईक्विटी रकम पहले 10 वर्षों के लिए ईक्विटी पर रिटर्न 11 वर्ष के लिए और उससे आगे के लिए ईक्विटी पर रिटर्न छूट दर पहले 12 वर्षों के लिए अवक्षयण दर 13 वर्ष से आगे अवक्षयण दर उत्पादन आधारित प्रोत्साहन, यदि कोई हो जीबीआई के लिए अवधि	रुपए लाख में % प्रति वर्ष % प्रति वर्ष % % रुपए लाख प्रति वर्ष वर्ष	
4.	प्रचालन और रखरखाव	मानकीय ओएंडएम खर्चे प्रतिवर्ष ओएंडएम खर्चे ओएंडएम खर्चे के लिए वृद्धि कारक		रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में %	
5.	कार्यकरण पूंजी	ओएंडएम खर्चे रखरखाव पुर्ज प्राप्य कार्यकरण पूंजी पर ब्याज	(ओएंडएम खर्चों का %)	मास % मास % प्रति वर्ष	

प्रारूप 1.2 बायोमास ऊर्जा या एमएसडब्ल्यू, आरडीएफ या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन के लिए प्रारूप

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर
1.	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता सहायक खपत कारक पीएलएफ(6 मास तक स्थिरीकरण के दौरान) पीएलएफ (पहले वर्ष स्थिरीकरण के दौरान) पीएलएफ (दूसरे वर्ष और उससे आगे) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % % % % मास/वर्ष वर्ष	
2.	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूंजी लागत पूंजी लागत पूंजी सहायिकी, यदि कोई हों कुल पूंजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में	
3.	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण: ईक्विटी ऋण संघटक	टैरिफ अवधि ऋण ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि	वर्ष % % रुपए लाख में रुपए लाख में वर्ष	

दैनिक संघटक (नियत प्रभार)	यूनिट	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5	वर्ष-6	वर्ष-7	वर्ष-8	वर्ष-9	वर्ष-10	वर्ष-11	वर्ष-12
ओएंडएम खर्चे	रुपए लाख में												
अवक्षयण	रुपए लाख में												
आवधिक ऋण पर ब्याज	रुपए लाख में												
कार्यकारी पूंजी पर ब्याज	रुपए लाख में												
रिटर्न आन ईक्विटी	रुपए लाख में												
कुल नियत प्रभार	रुपए लाख में												

दैनिक संघटक (नियत प्रभार)	यूनिट	वर्ष-13	वर्ष-14	वर्ष-15	वर्ष-16	वर्ष-17	वर्ष-18	वर्ष-19	वर्ष-20	वर्ष-21	वर्ष-22	वर्ष-23	वर्ष-24	वर्ष-25
ओएंडएम खर्चे	रुपए लाख में													
अवक्षयण	रुपए लाख में													
आवधिक ऋण पर ब्याज	रुपए लाख में													
कार्यकारी पूंजी पर ब्याज	रुपए लाख में													
रिटर्न आन ईक्विटी	रुपए लाख में													
कुल नियत प्रभार	रुपए लाख में													

प्रति यूनिट दैनिक संघटक	यूनिट	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	वर्ष-4	वर्ष-5	वर्ष-6	वर्ष-7	वर्ष-8	वर्ष-9	वर्ष-10	वर्ष-11	वर्ष-12
पीयू ओएंडएम खर्चे	रुपए / किलोवाट												
पीयू अवक्षयण	रुपए / किलोवाट												
आवधिक ऋण पर पीयू ब्याज	रुपए / किलोवाट												
कार्यकरण पूंजी पर पीयू ब्याज	रुपए / किलोवाट												

प्रति यूनिट दैनिक संघटक	यूनिट	वर्ष-13	वर्ष-14	वर्ष-15	वर्ष-16	वर्ष-17	वर्ष-18	वर्ष-19	वर्ष-20	वर्ष-21	वर्ष-22	वर्ष-23	वर्ष-24	वर्ष-25
पीयू ओएंडएम खर्चे	रुपए / किलोवाट													
पीयू अवक्षयण	रुपए / किलोवाट													
आवधिक ऋण पर पीयू ब्याज	रुपए / किलोवाट													
कार्यकरण पूंजी पर पीयू ब्याज	रुपए / किलोवाट													

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 17th April 2017

CERC (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2017

No.: 1/21/2017-Reg.Aff./(RE-Tariff - 2017-20)/CERC.—In exercise of powers conferred under Section 61 read with Section 178 (2)(s) 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, namely:—

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, 2017.
- 2) These regulations shall come into force on 1.4.2017, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 3 years from the date of commencement.

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 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, deoiled cakes, etc); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;
 - d) **'Biomass gasification'** means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called producer gas;
 - e) **'Biogas'** means a gas created when organic matter like crop residues, sewage and manure breaks down in an oxygen-free environment (ferments);
 - f) **'Capital cost'** means the capital cost as defined in regulations 12, 25, 28, 33, 44, 52, 57, 62, 70 and 77;
 - 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, 1999 as amended from time to time;
 - i) **'Control Period or Review Period'** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these regulations shall remain valid;
 - j) **'Gross calorific value'** or 'GCV' in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one liter of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
 - k) **'Gross station heat rate'** or 'SHR' means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
 - l) **'Hybrid Solar Thermal Power Plant'** means the solar thermal power plant that uses other forms of energy input sources along with solar thermal energy for electricity generation, and wherein not less than 75% of electricity is generated from solar energy component;
 - m) **'Installed capacity'** or 'IC' means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;
 - n) **'Inter-connection Point'** shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
 - i. in relation to wind energy projects and solar photovoltaic Projects, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power, biomass power and non fossil fuel based cogeneration power projects and solar thermal Power Projects the, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
 - o) **'MNRE'** means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
 - p) **'Municipal solid waste'** or 'MSW' means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes but including treated bio-medical wastes;
 - q) **'Non-firm power'** means the power generated from renewable sources, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomenon like sun, cloud, wind, etc., that cannot be accurately predicted;
 - r) **'Non fossil fuel based co-generation'** means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) are produced in a sequential manner by use of biomass provided the project may qualify to be a co-generation project if it fulfills the eligibility criteria as specified in clause (4) of Regulation 4;

- 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 the evacuation system upto inter-connection point, as the case may be, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
- u) **'Refuse derived fuel'** or 'RDF' means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, de-stoning, shredding, dehydrating, and compacting combustible components of solid waste that can be used as fuel;
- v) **'Renewable Energy'** means the grid quality electricity generated from renewable energy sources;
- w) **'Renewable Energy Power Plants'** means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources;
- x) **'Renewable Energy Sources'** means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
- y) **'Small Hydro'** means Hydro Power projects with a station capacity up to and including 25 MW;
- z) **'Solar PV power'** means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology;
- aa) **'Solar Thermal power'** means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;
- bb) **'Tariff period'** means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- cc) **'Useful Life'** in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation (COD) of such generation facility, namely:-
- | | |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| (a) Wind energy power project | 25 years |
| (b) Biomass power project with Rankine cycle technology | 20 years |
| (c) Non-fossil fuel cogeneration project | 20 years |
| (d) Small Hydro Plant | 35 years |
| (e) Municipal Solid Waste (MSW)/ and Refuse Derived Fuel (RDF) based power project | 20 years |
| (f) Solar PV/Solar thermal power project | 25 years |
| (g) Biomass Gasifier based power project | 20 years |
| (h) Biogas based power project | 20 years |
- dd) **'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 Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2014 shall have the meanings assigned to them respectively in the Act or the Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2014.

3. Scope and extent of application

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

Provided that in cases of Wind, Small Hydro projects, Biomass power based on Rankine cycle, non-fossil fuel based cogeneration projects, Solar PV, Solar Thermal power projects, Biomass gasifier, Biogas power project, Municipal solid waste and Refuse derived fuel based power projects, these regulations shall apply subject to the fulfillment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria

- a) **Wind power project** – using new wind turbine generators, located at the sites approved by State Nodal Agency/State Government.
- b) **Small hydro project** – located at the sites approved by State Nodal Agency/ State Government using new plant and machinery, and installed power plant capacity to be lower than or equal to 25 MW at single location.
- c) **Biomass power project based on Rankine cycle technology** – Biomass power projects using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources, without use of fossil fuel.
- d) **Non-fossil fuel based co-generation project:** The project shall qualify to be termed as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is using new plant and machinery and is in accordance with the definition and also meets the qualifying requirement outlined below:

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for the 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 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 fuel).
 - (d) 'Topping Cycle' means a co-generation process in which thermal energy produces electricity followed by useful heat application.
- e) **Solar PV and Solar Thermal Power Project** – Based on technologies approved by MNRE.
 - f) **Biomass Gasifier based Power Project** – The project shall qualify to be termed as a biomass gasifier based power project, if it is using new plant and machinery and having a Grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE.
 - g) **Biogas based Power Project** – The project shall qualify to be termed as a biogas based power project, if it is using new plant and machinery and having grid connected system that uses 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio waste as may be approved by MNRE.
 - h) **Municipal solid waste (MSW) based power projects** – The project shall qualify to be termed as a Municipal solid waste (MSW) based power project if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Municipal solid waste (MSW) as fuel sources.
 - i) **Refuse derived fuel (RDF) based power projects** – The project shall qualify to be termed as a Refuse derived fuel (RDF) based power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Refuse derived fuel (RDF) as fuel sources.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period or Review Period

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of three (3) years, of which the first year shall be the financial year 2017-18:

Provided further that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below:

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

6. Tariff Period

- a) The Tariff Period for Renewable Energy power projects will be same as their Useful Life as defined in Regulation 2 (1) (cc)
- b) Tariff period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the renewable energy generating stations.
- c) Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects, for the duration of the Tariff Period as stipulated under Clause (a) and (b).

7. Project Specific tariff

- a) Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:
 - i. Solar PV and Solar Thermal;
 - ii. Wind Energy (including on-shore and off-shore);
 - iii. Biomass Gasifier based projects; if a project developer opts for project specific tariff;
 - iv. Biogas based projects; if a project developer opts for project specific tariff;
 - v. Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel based projects with Rankine cycle technology;
 - vi. Hybrid Solar Thermal Power Projects;
 - vii. Other hybrid projects include renewable-renewable or renewable-conventional sources, for which renewable technology is approved by MNRE;
 - viii. Any other new renewable energy technologies approved by MNRE.
- b) Determination of Project specific tariff for generation of electricity from such renewable energy sources shall be in accordance with such terms and conditions as stipulated under relevant Orders of the Commission.
- c) No annual generic tariff shall be determined for the technologies mentioned in Clause (a) of this Regulation. Financial and Operational norms as may be specified would be the ceiling norms while determining the project specific tariff:

Provided that the financial norms as specified under Chapter-2 of these Regulations, except for capital cost, shall be ceiling norms while determining the project specific tariff.

8. Petition and proceedings for determination of tariff

- (1) The Commission shall determine the generic tariff on the basis of suo-motu petition six months in advance at the beginning of each year of the Control period for renewable energy technologies for which norms have been specified under the Regulations.
- (2) A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be determined by regulations and shall be accompanied by:
 - a) Information in forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as the case may be, and as appended in these regulations;
 - b) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan etc.
 - c) A statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined.

- d) A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive.
 - e) Any other information that the Commission requires the petitioner to submit.
- (3) The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations.

9. Tariff Structure

The tariff for renewable energy technologies shall be single part tariff consisting of the following fixed cost components:

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

Provided that for renewable energy technologies having fuel cost component, like biomass power projects and non-fossil fuel based cogeneration, 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 considering the year of commissioning of the project, on levellised basis for the Tariff Period. Provided that for renewable energy technologies having single part tariff with two components, tariff shall be determined on levellised basis considering the year of commissioning of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be specified on year of operation basis.
- (2) For the purpose of levellised tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.
- (3) Levellisation shall be carried out for the 'useful life' of the Renewable Energy project.
- (4) The above principles shall also apply for project specific tariff.

11. Despatch principles for electricity generated from Renewable Energy Sources:

- (1) All renewable energy power plants except for biomass power plants with installed capacity of 10 MW and above, and non-fossil fuel based cogeneration plants shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.
- (2) The biomass power generating station with an installed capacity of 10 MW and above and non-fossil fuel based co-generation projects shall be subjected to scheduling and despatch code as specified under Indian Electricity Grid Code (IEGC) and Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulations, 2014 including amendments thereto.
- (3) Scheduling of wind and solar energy shall be governed as per the aforesaid provisions of Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) (Third Amendment) Regulations, 2015 and Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and related matters) (Second Amendment) Regulations, 2015 as amended from time to time.

Chapter 2: Financial Principles

12. Capital Cost

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

Provided that for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petition in the manner specified under Regulation 8 :

13. Debt Equity Ratio

- (1) For generic tariff to be determined based on suo-motu petition, the debt equity ratio shall be 70:30.
- (2) For Project specific tariff, the following provisions shall apply:-

If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan :

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

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

14. Loan and Finance Charges

(1) Loan Tenure

For the purpose of determination of tariff, loan tenure of 13 years shall be considered.

(2) Interest Rate

- (a) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 13 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.
- (b) For the purpose of computation of tariff, normative interest rate of two hundred (200) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one year tenor) prevalent during the last available six months shall be considered.
- (c) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

15. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission. The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.
- (2) Depreciation rate of 5.28% per annum for first 13 years and remaining depreciation to be spread during remaining useful life of the RE projects considering the salvage value of the project as 10% of project cost shall be considered.
- (3) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation:
Provided that in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

16. Return on Equity

- (1) The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 13.
- (2) The normative Return on Equity shall be 14%, to be grossed up by prevailing Minimum Alternate Tax (MAT) as on 1st April of previous year for the entire useful life of the project.

17. Interest on Working Capital

- (1) The Working Capital requirement in respect of Wind energy projects, Small Hydro Power, Solar PV and Solar thermal power projects shall be computed in accordance with the following:
 - a) Operation & Maintenance expenses for one month;
 - b) Receivables equivalent to 2 (Two) months of energy charges for sale of electricity calculated on the normative Capacity Utilisation Factor (CUF);
 - c) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses.
- (2) The Working Capital requirement in respect of Biomass power projects with Rankine Cycle technology, Biogas, Biomass Gasifier based power projects, non-fossil fuel based Co-generation, Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel projects shall be computed in accordance with the following clause :
 - a) Fuel costs for four months equivalent to normative Plant Load Factor (PLF);
 - b) Operation & Maintenance expense for one month;
 - c) Receivables equivalent to 2 (Two) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
 - d) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses.

- (3) Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred (300) basis points above the average State Bank of India MCLR (One Year Tenor) prevalent during the last available six months for the determination of tariff.

18. Calculation of CUF/PLF:

The number of hours for calculation of CUF/PLF (wherever applicable) for various RE technologies shall be 8766.

19. Operation and Maintenance Expenses

- (1) 'Operation and Maintenance or O&M expenses' shall comprise repair and maintenance (R&M), establishment including employee expenses, and administrative and general expenses.
- (2) Operation and maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.
- (3) Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2017-18) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum over the Tariff Period.

20. Rebate.

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

21. Late payment surcharge

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

22. Sharing of CDM Benefits

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

23. Subsidy or incentive by the Central / State Government

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

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

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

24. Taxes and Duties

Tariff determined under these regulations shall be exclusive of taxes and duties as may be levied by the appropriate Government:

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

Chapter 3: Technology specific parameters for Wind Energy**25. Capital Cost**

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for wind energy project.

26. Capacity Utilisation Factor (CUF)

- (1) CUF norms for this control period shall be as follows:

Annual Mean Wind Power Density (W/m^2)	CUF
Upto 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 100 meter hub-height.
- (3) For the purpose of classification of wind energy project into particular wind zone class, as per MNRE guidelines for wind measurement, wind mast either put-up by NIWE or a private developer and validated by NIWE, would be normally extended 10 km from the mast point in all directions for uniform terrain and limited to appropriate distance in complex terrain with regard to complexity of the site. Based on such validation by NIWE, state nodal agency should certify zoning of the proposed wind farm complex.

27. Operation and Maintenance (O & M) Expenses

The Commission shall determine only Project Specific O&M Expenses based on the prevailing market information.

Chapter 4: Technology specific parameters for Small Hydro Project**28. Capital Cost**

- (1) The normative capital cost for small hydro projects during first year of Control Period (FY 2017-18) shall be as follows:

Region	Project Size	Capital Cost (Rs. Lakh/ MW)
Himanchal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal and North Eastern States	Below 5 MW	1000
	5 MW to 25 MW	900
Other States	Below 5 MW	779
	5 MW to 25 MW	707

(2) Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost for SHP as specified for first year of control period will remain valid for the entire duration of the control period unless reviewed earlier by the Commission.

29. Capacity Utilisation Factor

CUF for the small hydro projects located in Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal and North Eastern States shall be 45% and for other States, CUF shall be 30%.

Explanation: For the purpose of this Regulation normative CUF is net of free power to the home state if any, and any quantum of free power if committed by the developer over and above the normative CUF shall not be factored into the tariff.

30. Auxiliary Consumption

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

31. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2017-18 shall be as follows.

Region	Project Size	O&M Expense (Rs. Lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand, West Bengal and North Eastern States	Below 5 MW	36
	5 MW to 25 MW	27
Other States	Below 5 MW	29
	5 MW to 25 MW	21

- (2) Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum for the Tariff Period for the purpose of determination of levellised tariff.

Chapter 5: Technology specific parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology**32. Technology Aspect**

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

33. Capital Cost

- (1) The Commission proposes to determine normative capital cost for FY 2017-18 for Biomass Projects as under;

Biomass Rankine Cycle Projects	Capital Cost (FY 2017-18) (Rs. lakhs/ MW)
Project [other than rice straw and juliflora (plantation) based project] with water cooled condenser	559.03
Project [other than rice straw and Juliflora(plantation) based project] with air cooled condenser	600.44
For rice straw and juliflora (plantation) based project with water cooled condenser	610.80
For rice straw and juliflora (plantation) based project with air cooled condenser	652.20

(2) Capital Cost Indexation Mechanism

The Capital Cost for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology as specified for first year of the control period will remain valid for the entire duration of the control period unless reviewed earlier by the Commission.

34. Plant Load Factor

- (1) Threshold PLF for determining fixed charge component of Tariff shall be:
- During Stabilisation: 60%
 - During the remaining period of the first year(after stabilization): 70%
 - From 2 Year onwards: 80 %
- (2) The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commissioning of the project.

35. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be as follows:-

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

36. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for biomass power projects shall be :

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

37. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2017-18 shall be Rs. 40 Lakh per MW.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2017-18) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

38. Fuel Mix

- (1) The biomass power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.
- (2) The Biomass Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.

39. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall not be allowed.

Provided that for the biomass power projects commissioned on or before 31.03.2017, the use of fossil fuels to the extent of 15% in terms of calorific value on annual basis shall be allowed for the tariff period from the date of commissioning.

40. Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

- (1) The Project developer shall furnish a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant to the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill.
- (2) Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the project developer, during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such biomass based power project.

41. Calorific Value

The Calorific Value of the biomass fuel used for the purpose of determination of tariff shall be at 3100 kCal/kg.

42. Fuel Cost

Biomass fuel price during first year of the Control Period (i.e. FY 2017-18) shall be as specified in the table below and shall be escalated at 5% to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levellized tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable on biomass prices.

State	FY2017-18 (Rs./MT)
Andhra Pradesh	2873.22
Haryana	3270.39
Maharashtra	3344.85
Punjab	3420.56
Rajasthan	2854.60
Tamil Nadu	2826.05
Uttar Pradesh	2922.86
Other States	3073.05

Chapter 6: Technology specific parameters for Non-fossil fuel based Cogeneration Projects**43. Technology Aspect**

A project shall qualify as a non-fossil fuel based Co-generation project, if it is in accordance with the eligibility criteria as specified under Regulation 4(d).

44. Capital Cost

The normative capital cost for the non-fossil fuel based cogeneration projects shall be Rs. 492.5 Lakh/MW for high boiler pressure projects for the first year of Control Period (i.e. FY 2017-18), and will remain valid for the entire duration of the control period unless reviewed earlier by the Commission.

45. Plant Load Factor

- (1) For the purpose of determining fixed charge, the PLF for non-fossil fuel based cogeneration projects shall be computed on the basis of plant availability for number of operating days considering operations during crushing season and off-season as specified under clause (2) below and load factor of 92%.
- (2) The number of operating days for different States shall be as follows:

State	Operating Days	Plant Load Factor (%)
Uttar Pradesh and Andhra Pradesh	120 days (crushing) + 60 days (off-season) = 180 days operating days	45%
Tamil Nadu and Maharashtra	180 days (crushing) + 60 days (off-season) = 240 days operating days	60%
Other States	150 days (crushing) + 60 days (off-season) = 210 days operating days	53%

46. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 8.5% for the computation of tariff.

47. Station Heat Rate

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

48. Calorific Value

The Gross Calorific Value for Bagasse shall be considered as 2250 kCal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, calorific value as specified under Regulation 41 shall be applicable.

49. Fuel Cost

- (1) The price of Bagasse for first year of the Control Period (i.e. FY 2017-18) shall be as specified in the table below and shall be escalated at 5% 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 5% per annum shall be applicable on bagasse prices.

State	Bagasse Price FY2017-18 (Rs. / MT)
Andhra Pradesh	1622.16
Haryana	2307.26
Maharashtra	2273.75
Punjab	2030.49
Tamil Nadu	1747.51
Uttar Pradesh	1809.57
Other States	1964.71

- (2) For use of biomass other than bagasse in co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 42 shall be applicable.

50. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses during first year of the Control period (i.e. FY 2017-18) shall be Rs. 21.13 Lakh per MW.
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2017-18) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

Chapter 7: Technology specific parameters for Solar PV Power Project**51. Technology Aspects**

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

52. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Solar PV projects.

53. Capacity Utilisation Factor

The CUF for Solar PV project shall be 19%.

Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

54. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Solar PV project.

55. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption factor shall be 0.25% of gross generation.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 8: Technology specific parameters for Solar Thermal Power Project**56. Technology Aspects**

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

57. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Solar Thermal project.

58. Capacity Utilisation Factor

The CUF for solar thermal project shall be 23%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

59. Operation and Maintenance Expenses

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

60. Auxiliary Consumption

The auxiliary consumption factor shall be 10%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 9: Technology specific parameters for Biomass Gasifier Power Projects**61. Technology Aspect**

The norms for tariff determination specified hereunder are for biomass gasifier based power projects.

62. Capital Cost

The normative capital cost for the biomass gasifier power projects based on Rankine cycle shall be Rs. 592.88 Lakh/MW (FY 2017-18 during first year of Control Period) and shall be same for subsequent years unless specifically ordered by the Commission. After taking into account of capital subsidy of Rs 150.00 lakhs/MW, net project cost shall be Rs. 442.88 Lakh/MW for FY 2017-18.

63. Plant Load Factor

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

64. Auxiliary Consumption

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

65. Specific fuel consumption

Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

66. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2017-18) shall be Rs. 52.83 Lakh per MW
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2017-18) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

67. Fuel Mix

- (1) The Biomass Gasifier based power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.
- (2) The Biomass Gasifier based Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.

68. Fuel Cost

Biomass fuel price for the Biomass gasifier based power project applicable for FY 2017-18 shall be the same as for Biomass based power project (Rankine cycle) as mentioned in Regulation 42.

Chapter 10: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects**69. Technology Aspect**

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

70. Capital Cost

The normative capital cost for the biogas based power shall be Rs. 1185.76 Lakh/MW (FY 2017-18 during first year of Control Period) and will remain valid for the entire duration of the control period unless reviewed earlier by the Commission After taking into account of capital subsidy of Rs. 300 Lakhs/MW, net project cost is Rs. 885.76 Lakh/MW.

71. Plant Load Factor

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

72. Auxiliary Consumption

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

73. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period i.e. FY 2017-18 shall be Rs. 52.83 Lakh per MW
- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2017-18) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

74. Specific Fuel Consumption

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

75. Fuel Cost (Feed stock Price)

Feed stock price during first year of the Control Period (i.e. FY 2017-18) shall be Rs. 1228.72 /MT and shall be escalated at 5% to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levellized tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable.

Chapter 11: Technology specific parameters for Power Projects using Municipal Solid Waste / Refuse Derived Fuel and based on Rankine cycle technology

76. Technology Aspect

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

77. Capital Cost

The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for MSW/RDF projects.

78. Plant Load Factor

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

	PLF	MSW	RDF
a)	During Stabilisation	65%	65%
b)	During the remaining period of the first year (after stabilization)	65%	65%
c)	From 2 nd year onwards	75%	80%

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

79. Auxiliary Consumption

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

80. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for MSW/RDF based power projects shall be 4200 kcal/kWh.

81. Operation and Maintenance Expenses

The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on prevailing market trends for MSW/RDF projects.

82. Calorific Value

The Calorific Value of the RDF fuel used for the purpose of determination of tariff shall be at 2500 kcal/kg.

83. Fuel Cost

RDF price during FY 2017-18 shall be Rs 1,800 per MT and shall be escalated at 5% to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levellized tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable.

No fuel cost shall be considered for determination of tariff for the power projects using MSW.

Chapter 12:Miscellaneous

84. Deviation from norms

Tariff for sale of electricity generated from a generating station based on renewable energy sources, may also be agreed between a generating company and a licensee, in deviation from the norms specified in these regulations subject to the conditions that the levellised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levellised tariff calculated on the basis of the norms specified in these regulations.

85. Power to Relax

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

SANOJ KUMAR JHA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./19/17]

APPENDIX

Form-1.1: Form Template for (Wind Power or Small Hydro Project or Solar PV/Solar thermal)

S.No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head(2)	Unit	Parameter
1.	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Capacity Utilization Factor Commercial Operation Date Useful Life	MW % mm/yyyy years	
2.	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital Subsidy, If any Net Capital Cost	Rs. Lakh/MW Rs. Lakh Rs. Lakh Rs. Lakh	
3.	Financial Assumptions	Debt Equity Debt Component Equity Component Depreciation Incentives	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount Loan Amount Moratorium Period Repayment Period (incl Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate Depreciation Rate for 1st 12 yrs. Depreciation Rate 13th years onward Generation Based Incentives. If any Period for GBI	Years % % % Rs. Lakh Rs. Lacs Years Years % Rs. Lacs % p.a. % p.a. % % % Rs. L p.a. Years	
4.	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs. Lakh/MW Rs. Lakh %	
5.	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Interest on Working Capital	(% of O&M expenses)	Month s % Month s % p.a.	

Form-1.2: Form Template for (Biomass Power, Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen)

S.No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head(2)	Unit	Parameter
1.	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Auxiliary Consumption factor PLF(during stabilisation upto 6 months) PLF (during 1st year stabilisation) PLF (2nd year onwards) Commercial Operation Date Useful Life	MW % % % mm/yyyy Years	
2.	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital Subsidy, If any Net Capital Cost	Rs. Lakh/MW Rs. Lakh Rs. Lakh Rs. Lakh	
3.	Financial Assumptions	Debt Equity Debt Component Equity Component Depreciation Incentives	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount Loan Amount Moratorium Period Repayment Period (incld Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate Depreciation Rate for 1st 12 yrs. Depreciation Rate 13th years onward Generation Based Incentives, If any Period for GBI	Years % % % Rs. Lakh Rs. Lacs Years Years % Rs. Lacs % p.a. % p.a. % % % Rs. L p.a. Years	
4.	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs. Lakh/MW Rs. Lakh	
5.	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Interest on Working Capital	(% of O&M expenses)	Mont hs % Mont hs % p.a.	
[6.	Fuel related assumptions	Station Heat Rate Fuel types & mix	During stabilisation post stabilisation Biomass fuel type-1 Biomass fuel type-2 Municipal Solid Waste fuel Refuse Derived Fuel fossil fuel (coal) GCV of Biomass fuel type-1 GCV of Biomass fuel type-2 GCV of Municipal Solid Waste fuel GCV of Refuse Derived Fuel GCV of fossil fuel (coal) Biomass Price (fuel type-1)/yr-1 Biomass Price (fuel type-2)/yr-1 Municipal Solid Waste Price /yr-1 Refuse Derived Fuel Price / yr-1 fossil fuel price (coal) : yr-1 fuel price escalation factor	kCal/Kwh kCal/Kwh % % % % % kCal/Kwh kCal/Kwh kCal/Kwh kCal/Kwh kCal/Kwh Rs/MT Rs/MT Rs/MT Rs/MT Rs/MT Rs/MT % p.a.] ³⁶³⁷	

Tariff Components (Variable charge)	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
Biomass fuel type-1	Rs Lakh												
Biomass fuel type-2	Rs Lakh												
Fossil fuel (coal)	Rs Lakh												
Municipal Solid Waste	Rs Lakh												
Refuse Derived Fuel	Rs Lakh												
Sub-total (Fuel Costs)	Rs Lakh												
Fuel cost allocable to power	%												
Total Fuel Costs	Rs Lakh												

Tariff Components (Variable charge)	Unit	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25
Biomass fuel type-1	Rs Lakh													
Biomass fuel type-2	Rs Lakh													
Fossil fuel (coal)	Rs Lakh													
Municipal Solid Waste	Rs Lakh													
Refuse Derived Fuel	Rs Lakh													
Sub-total (Fuel Costs)	Rs Lakh													
Fuel cost allocable to power	%													
Total Fuel Costs	Rs Lakh													

Per Unit Tariff components (fixed)	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
PU O&M Expenses	Rs/kWh												
PU Depreciation	Rs/kWh												
PU Interest on term loan	Rs/kWh												
PU Interest on working Capital	Rs/kWh												
PU Return on Equity	Rs/kWh												
PU Tariff Components (Fixed)	Rs/kWh												
PU Tariff Components (Variable)	Rs/kWh												
PU Tariff Components (Total)	Rs/kWh												

Per Unit Tariff components (fixed)	Unit	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25
PU O&M Expenses	Rs/kWh													
PU Depreciation	Rs/kWh													
PU Interest on term loan	Rs/kWh													
PU Interest on working Capital	Rs/kWh													
PU Return on Equity	Rs/kWh													
PU Tariff Components (Fixed)	Rs/kWh													
PU Tariff Components (Variable)	Rs/kWh													
PU Tariff Components (Total)	Rs/kWh													

Levelling 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
Discount Factors													
Discounted Tariff components (fixed)	Rs/kWh												
Discounted Tariff components	Rs/kWh												
Discounted Tariff components (total)	Rs/kWh												
Levelling Tariff (fixed)	Rs/kWh												
Levelling Tariff (variable)	Rs/kWh												
Levelling Tariff (total)	Rs/kWh												

Levelling Tariff	Unit	Yr-13	Yr-14	Yr-15	Yr-16	Yr-17	Yr-18	Yr-19	Yr-20	Yr-21	Yr-22	Yr-23	Yr-24	Yr-25
Discount Factors														
Discounted Tariff components (fixed)	Rs/kWh													
Discounted Tariff components	Rs/kWh													
Discounted Tariff components (total)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (fixed)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (variable)	Rs/kWh													
Levelling Tariff (total)	Rs/kWh													