

इसे वेबसाइट www.govtpress.nic.in से भी डाउन लोड किया जा सकता है.



मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 31]

भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 2 अगस्त 2024—श्रावण 11, शक 1946

भाग ४

विषय—सूची

(क)	(1) मध्यप्रदेश विधेयक,	(2) प्रवर समिति के प्रतिवेदन	(3) संसद में पुरःस्थापित विधेयक.
(ख)	(1) अध्यादेश	(2) मध्यप्रदेश अधिनियम,	(3) संसद के अधिनियम.
(ग)	(1) प्रारूप नियम,	(2) अन्तिम नियम.	

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)—कुछ नहीं

भाग ४ (ग)

अंतिम विनियम

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचम तल, मेट्रो प्लाजा, बिट्टन मार्केट, ई-5, अरेरा कालोनी, भोपाल

भोपाल, दिनांक 25 जुलाई 2024

क्रमांक—1790/मप्रविनिआ/2024. विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) की धारा 181(2)(घ) सहपठित धारा 61, के अधीन प्रदत्त तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी अन्य समस्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, आयोग, एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:—

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों द्वारा उत्पादित ऊर्जा की विद्युत-दर अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम, 2024

1. संक्षिप्त शीर्षक एवं प्रारंभ (Short Title and Commencement) :

1.1 ये विनियम "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों द्वारा उत्पादित ऊर्जा की विद्युत-दर अवधारण संबंधी निबन्धन तथा शर्तों) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम, 2024(जी-43(I), वर्ष 2024)" कहलायेंगे।

1.2 इन विनियमों का विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य में होगा।

1.3 ये विनियम इनकी राजपत्र में अधिसूचना प्रकाशन की आधिकारिक तिथि से प्रभावशील होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनकी पूर्व समीक्षा या विस्तार न कर लिया जाए, दिनांक 31 मार्च, 2027 तक प्रभावशील रहेंगे।

2. परिभाषाएं (Definitions) :

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

क) 'अधिनियम (Act)' से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) ;

ख) किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में उसकी अवधि के बारे में, 'सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy of Consumption or 'AUX')' से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र के सहायक उपकरण द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां, जिन्हें उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों के उत्पादन छोरों (terminals) पर उत्पादित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है;

ग) 'बगास (Bagasse)' से अभिप्रेत है, चीनी उद्योग (Sugar Industry) में प्रसंस्करण प्रक्रियाओं के किसी उपोत्पादन (by-product) के रूप में उत्पादित अपशिष्ट ;

घ) 'बगास आधारित विद्युत-सहउत्पादन (Bagasse based Co-generation)' से अभिप्रेत है, ऐसी प्रक्रिया जिसमें बगास के उपयोग द्वारा ऊर्जा से एक से अधिक प्रकार (जैसे कि वाष्प तथा विद्युत) का उत्पादन क्रमिक रीति अनुसार किया जाता है ;

ङ) 'बायोमास (Biomass)' से अभिप्रेत है, कृषि तथा वानिकी संक्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरण के तौर पर, घास-फूस (straws), भूसा

- डंठल (straws and stalks), {या कृषि उत्पाद की प्रसंस्करण प्रक्रियाओं के दौरान उपोत्पादन के रूप में उत्पादित अपशिष्ट {जैसे कि भूसी (husks), खोल (shells), तेलविहीन खली (deoiled cakes), आदि} समर्पित ऊर्जा रोपणियों (dedicated energy plantations) में उत्पादित या जंगली झाड़ियों (wild bushes)/अपतृणों (weeds) से प्राप्त किया गया काष्ठ (wood) और कुछ औद्योगिक प्रक्रियाओं (industrial operations) में उत्पादित अपशिष्ट काष्ठ (wood waste) ;
- च) 'बायोमास गैसीकरण (Biomass Gasification)' से अभिप्रेत है बायोमास की अपूर्ण प्रज्वलन (incomplete combustion) की प्रक्रिया जिसके परिणामस्वरूप कार्बन मोनोआक्साइड (CO), हाइड्रोजन (H₂) तथा मीथेन (CH₄) {केवल नाम मात्र में (traces)} ज्वलनशील गैसों के मिश्रण की प्राप्ति होती है;
- छ) 'बायोगैस (Biogas)' से अभिप्रेत है जब कार्बनिक पदार्थ (organic matter), जैसे फसल अवशेष (Crop residues), मलजल (Sewage), गोबर (Cow Dung), तथा खाद (Manure) के आक्सीजन मुक्त वातावरण (किण्वन) में विखण्डन होता है तब ऐसी प्रक्रिया के फलस्वरूप उत्पादित गैस ;
- ज) 'आयोग (Comission)' से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 82 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (Madhya Pradesh Regulatory Comission) ;
- झ) कारबार का संचालन विनियम (Conduct of Business Regulations)' से अभिप्रेत है समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (कारबार का संचालन) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम 2016 ;
- ञ) 'नियंत्रण अवधि या समीक्षा अवधि (Control Period or Review Period)' से अभिप्रेत है वह अवधि जिसके अन्तर्गत इन विनियमों में विनिर्दिष्ट विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के मानदण्ड विधिमान्य रहेंगे ;
- ट) 'तैरती हुई सौर परियोजना (Floating Solar Project)' से अभिप्रेत है कोई सौर प्रकाश-वोल्टीय विद्युत परियोजना (Solar PV Power Project) जहां परियोजना की संरचना की प्रकाश-वोल्टीय संग्राहकों की सरणियां (arrays of PV panels) किसी जल-निकाय (water body) जैसे कि कृत्रिम जलाशय (artificial basin) या झील (lake) पर उप्लावकों (floaters), स्थिरकों (anchoring), तथा नौबन्ध (moorings) प्रणाली की सहायता से उसके ऊपर तैरती हैं ;
- ठ) किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र में उपयोग किए गए ईंधन के संबंध में, 'सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value or 'GCV') से अभिप्रेत है यथास्थिति, एक किलोग्राम ठोस ईंधन (कोयला, बायोमास पैलेट) अथवा एक लीटर तरल

ईंधन अथवा मानक घन मीटर गैस ईंधन के सम्पूर्ण प्रज्वलन द्वारा कैलोरी (kCal) में उत्पादित ऊष्मा ;

ड) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate or Gross SHR)' से अभिप्रेत है ऊष्मा ऊर्जा (Heat Energy) का किलो कैलोरी के (kCal) के रूप में निवेश जो विद्युत उत्पादन केन्द्र (Generating Station) के विद्युत उत्पादक छोरों (generator terminals) पर एक किलोवाट ऑवर (kWh) विद्युत ऊर्जा के उत्पादन के लिये आवश्यक है ;

ढ) 'स्थापित क्षमता (Installed capacity or 'IC') से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केन्द्र की समस्त इकाइयों की नामपट्टिका पर दर्शाई गई क्षमताओं (nameplate capacities) का योग अथवा विद्युत उत्पादन केन्द्र (उत्पादक छोरों पर की गई गणनानुसार) की क्षमता। सौर प्रकाश वोल्टीय विद्युत परियोजनाओं (Solar PV Power Projects) तथा तैरती हुई परियोजनाओं (Floating Solar Projects) के प्रकरण में, स्थापित क्षमता परियोजना के प्रतीपकों (Inverters) की नामपट्टिका क्षमताओं (सामान्य AC विद्युत) का योग होगा ;

ण) 'अन्तर्संयोजन बिन्दु (Inter-connection Point)' से अभिप्रेत है, नवकरणीय ऊर्जा उत्पादन सुविधा का यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ अन्तरफलक बिन्दु (Interface Point):

(एक) पवन ऊर्जा परियोजनाओं (Wind Energy Projects), सौर प्रकाश-वोल्टीय ऊर्जा परियोजनाओं (Solar PV Power Projects), नवीकरणीय मिश्रित ऊर्जा परियोजनाओं (Renewable Hybrid Energy Projects), नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजनाओं (Renewable Energy with Storage Projects) के प्रकरण में अन्तर्संयोजन बिन्दु समेकित उपकेन्द्र (Pooling Station) के उच्च वोल्टेज पक्ष की ओर (HV side) बाह्यगामी संभरक (outgoing feeder) पर तन्तुपथ वियोजक (line isolator) होगा ;

(दो) लघु जल-विद्युत (Small Hydro Power), बायोमास ऊर्जा (Biomass Power) और बगास-आधारित सहउत्पादन ऊर्जा परियोजनाओं (Bagasse-based Cogeneration Projects) तथा सौर ताप ऊर्जा परियोजनाओं (Solar Thermal Power Projects) के प्रकरण में अन्तर्संयोजन बिन्दु उत्पादक ट्रांसफार्मर के उच्च वोल्टेज पक्ष की ओर (HV Side) बाह्यगामी संभरक (outgoing feeder) पर तन्तुपथ वियोजक (line isolator) होगा ;

- त) 'एमएनआरई (MNRE) से अभिप्रेत है, भारत सरकार का नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय (Ministry of New and Renewable Energy, Government of India) ;
- थ) 'नगरपालिक ठोस अपशिष्ट (Municipal Solid Waste or 'MSW)' से अभिप्रेत तथा इसमें सम्मिलित हैं किसी नगरपालिक या अधिसूचित क्षेत्र में उत्सर्जित वाणिज्यिक तथा आवासीय अपशिष्ट (commercial and residential wastes) जो या तो ठोस या अर्द्ध-ठोस प्रकार (solid or semi-solid form) में उपस्थित हों तथा इसमें औद्योगिक परिसंकटमय (hazardous) अपशिष्ट सम्मिलित न होंगे परन्तु उपचारित जैव-चिकित्सा अपशिष्ट (treated bio-medical wastes) सम्मिलित होंगे ;
- द) 'प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses or O&M Expenses)' से अभिप्रेत है, परियोजना तथा उसके किसी भाग के प्रचालन तथा संधारण पर किया गया कोई व्यय तथा इसमें सम्मिलित हैं जनशक्ति (manpower), मरम्मत (repairs), कल-पुर्जा (spares), उपभोग्य सामग्रियों (consumables), बीमा (insurance) तथा ऊपरी व्यय (overheads) पर किया गया व्यय ;
- घ) 'परियोजना (Project)' से अभिप्रेत है यथास्थिति कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र (generating station) अथवा अन्तर्संयोजन बिन्दु तक निष्क्रमण प्रणाली (evacuation system) तथा लघु जल-विद्युत उत्पादन केन्द्र (Small Hydro Generating Station) के प्रकरण में सम्मिलित हैं योजना के विद्युत उत्पादन सुविधा संबंधी समस्त घटक जैसे कि बांध (dam), अंतर्गहन जल-परिचालन प्रणाली (intake water conductor system), विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा विद्युत उत्पादन इकाइयां जैसा कि वे विद्युत उत्पादन से संविभाजित हों ;
- न) 'नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना (Renewable Energy Project)' से अभिप्रेत है कोई विद्युत उत्पादन केन्द्र जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत का उत्पादन करता हो ;
- प) 'नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (Renewable Energy Sources)' से अभिप्रेत है, नवीकरणीय स्रोत जैसे कि लघु-जल विद्युत (Small Hydro), पवन (wind), सौर (solar), जिनमें सम्मिलित हैं इनका संयुक्त चक्र (combined cycle), के साथ एकीकरण बायोमास (biomass), जैविक ईंधन विद्युत सह-उत्पादन (biofuel co-generation), शहरी या नगरपालिक अपशिष्ट (urban or municipal waste), तथा ऐसे अन्य स्रोत जैसा कि वे भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किए जाएं ;
- फ) 'नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजना (Renewable Energy with Storage Project)' से अभिप्रेत है नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं तथा

संग्रहण (Storage) का संयोजन या फिर उसी अन्तर्संयोजन बिन्दु (interconnection point) पर नवीकरणीय मिश्रित (Hybrid) ऊर्जा परियोजनाओं तथा संग्रहण का संयोजन ;

- ब) 'सौर पवन मिश्रित ऊर्जा परियोजना (Solar Wind Hybrid Energy Project)' से अभिप्रेत है कोई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना जिसके द्वारा सौर (Solar) तथा पवन (Wind) ऊर्जा स्रोतों के संयोजन से विद्युत का उत्पादन किया जाता है, जिसके द्वारा ग्रिड में अन्तःक्षेपण (injection) का एकल बिन्दु या अधिकतम दो बिन्दु धारित किये जाते हों, बशर्ते यह कि एक ही स्रोत (पवन या सौर) की निर्धारित ऊर्जा क्षमता (rated power capacity) कुल अनुबंधित/संविदाकृत क्षमता (rated power capacity) का न्यूनतम 33% हो ;
- भ) 'लघु जल-विद्युत (Small Hydro)' से अभिप्रेत है किसी एकल अवस्थिति (single location) पर जल-विद्युत परियोजनाएं जिनकी केन्द्र क्षमता (station capacity) 25 MW तक, इसे सम्मिलित करते हुए हो या फिर वह हो जैसा कि भारत सरकार द्वारा समय-समय पर इसे परिभाषित किया जाए ;
- म) 'सौर प्रकाश वोल्टीय ऊर्जा परियोजना (Solar PV Power Project)' से अभिप्रेत है कोई परियोजना जिसके अन्तर्गत सूर्य प्रकाश (Sunlight) का उपयोग प्रकाश वोल्टीय प्रौद्योगिकी (photovoltaic technology) के माध्यम से विद्युत में प्रत्यक्ष रूपान्तरण (direct conversion) हेतु किया जाता है तथा यह प्रक्रिया क्रिस्टलीय सिलिकॉन (Crystalline Silicon), पतली फिल्म (Thin Film) या फिर अन्य कोई प्रौद्योगिकी पर आधारित होती है जैसा कि भारत सरकार, नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा इसे अनुमोदित किया जाए ;
- य) 'सौर ताप ऊर्जा परियोजना (Solar Thermal Power Project)' से अभिप्रेत है कोई परियोजना जिसके अन्तर्गत सूर्य के प्रकाश का उपयोग इसके विद्युत में प्रत्यक्ष रूपान्तरण हेतु सकेन्द्रित सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकी (Solar Power Technology) के माध्यम से किया जाता है तथा यह प्रक्रिया सकेन्द्रण रेखीय सकेन्द्रण (Line Focus) या बिन्दु-सकेन्द्रण (Point Focus) सिद्धान्त पर आधारित होती है ;
- र) 'राज्य समन्वयन अभिकरण (State Nodal Agency)' से अभिप्रेत है राज्य स्थित कोई अभिकरण जैसा कि इसे भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा उक्त राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के दक्ष/कार्यकुशल उपयोग के संवर्धन हेतु अभिहित (designate) किया जाए ;
- ल) 'संग्रहण (Storage)' से अभिप्रेत है कोई ऊर्जा संग्रहण प्रणाली जिसके माध्यम से ठोस अवस्था बैटरियों (Solid State Batteries), प्रवाह बैटरियों

(flow batteries), उद्वहन संग्रहण (pumped storage), सम्पीड़ित वायु (compressed air), ईंधन सेलों (fuel cells), हाइड्रोजन संग्रहण (hydrogen storage), या फिर अन्य किसी प्रौद्योगिकी (technology) जैसी विधियों तथा प्रौद्योगिकियों का उपयोग ऊर्जा को विभिन्न प्रकारों के रूप में संग्रहित करने तथा संग्रहित ऊर्जा को विद्युत के प्रकार के रूप में आपूर्ति करने हेतु किया जाता है ;

- व) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate or 'SHR')' से अभिप्रेत है ऊष्मा ऊर्जा (Heat Energy) का किलोकैलोरी (kCal) के रूप में निवेश (input) जो ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र (thermal generating station) के विद्युत उत्पादक छोरों (generator terminals) पर एक किलोवाट ऑवर (kWh) विद्युत ऊर्जा के उत्पादन के लिए आवश्यक है ;
- श) नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के बारे में 'विद्युत-दर अवधि (Tariff Period)' उनके उपयोगी जीवनकाल (useful life) के समकक्ष होगा तथा विद्युत-दर अवधि को ऐसी विद्युत परियोजनाओं हेतु वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (date of commercial operation) से माना जाएगा ; और
- स) किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई जिसमें निष्क्रमण प्रणाली (evacuation system) सम्मिलित है, के संबंध में 'उपयोगी जीवनकाल (Useful Life)' से अभिप्रेत है वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (COD) से ऐसी विद्युत उत्पादन सुविधा की निम्नांकित कालावधि अर्थात् :-

क	पवन विद्युत परियोजना (Wind Power Project)	25 वर्ष
ख	बायोमास विद्युत परियोजना रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित (Biomass Power Project with Rankine cycle Technology)	25 वर्ष
ग	बगास आधारित विद्युत सह-उत्पादन परियोजना (Bagasse based Cogeneration Project)	25 वर्ष
घ	लघु जल-विद्युत संयंत्र (Small Hydro Power Project)	40 वर्ष
ङ	सौर प्रकाश वोल्टीय/सौर ताप विद्युत परियोजना (Solar PV/Solar Thermal Power Project)	25 वर्ष
च	बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना (Biogas based Power Project)	25 वर्ष
छ	नगरपालिक ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजना (Municipal Solid Waste Power Project)	20 वर्ष
ज	बायोमास गैसीकरण आधारित विद्युत परियोजना (Biomass gasifier based Power Project)	25 वर्ष
झ	सौर पवन मिश्रित ऊर्जा परियोजना (Solar Wind Hybrid Energy Project)	25 वर्ष
ञ	नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजना (Renewable Energy with Storage Project)	परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के समकक्ष यह मानते हुए कि कोई संग्रहण (storage) नहीं है; तथा

- ह) 'वर्ष (Year)' से अभिप्रेत है, कोई वित्तीय वर्ष (Financial Year) ।

(2.2) उन शब्दों तथा अभिव्यक्तियों के, जो प्रयुक्त हुए हैं किन्तु इन विनियमों में प्रयुक्त नहीं किए गए हैं, के वही अर्थ होंगे, जो अधिनियम में उनके लिये समनुदेशित किए गए हैं।

3. विस्तार तथा अनुप्रयोग की सीमा (Scope and extent of application) :

ये विनियम ऐसे समस्त प्रकरणों में लागू होंगे जहां उत्पादन केन्द्र या ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित, उसकी किसी इकाई हेतु आयोग द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण अधिनियम की धारा 62 सहपठित धारा 86 के अधीन किया जाना अपेक्षित हो :

परन्तु यह कि ये विनियम इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मापदण्ड (eligibility creteria) की पूर्ति के अध्वधीन रहते हुए लागू होंगे।

4. पात्रता मानदण्ड (Eligibility Criteria) :

4.1 नवीकरणीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों की निम्नांकित श्रेणियों हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अधीन किया जाएगा :

- क) **पवन ऊर्जा परियोजना (Wind Power Project)**— नवीन पवन टरबाइन उत्पादकों के प्रयोग द्वारा जिनकी क्षमता 10 MW से कम हो।
- ख) **लघु जल-विद्युत परियोजना (Small Hydro Project)**— राज्य समन्वयन अभिकरण (State Nodal Agency)/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित कार्यस्थलों पर अवस्थित हों, जहां नवीन संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग किया जा रहा हो और एकल स्थल पर स्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता 25 MW से कम या उसके बराबर हो।
- ग) **रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजना (Biomass Power Project based on Rankine Cycle Technology)** - बायोमास विद्युत परियोजनाएं जिनमें रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी (Rankine Cycle Technology) पर आधारित नवीन संयंत्र और मशीनरी का उपयोग तथा बायोमास ईंधन स्रोतों (biomass fuel sources) का उपयोग किया जा रहा हो।
- घ) **बगास आधारित विद्युत सह-उत्पादन परियोजना (Bagasse based Co-generation Project)**-कोई परियोजना बगास आधारित विद्युत सह-उत्पादन के रूप में परिभाषित होने की अर्हता रखेगी, यदि वह किसी विद्युत सह-उत्पादन परियोजना की अर्हकारी अपेक्षा (qualifying requirement) की पूर्ति करती हो।
- ङ) **सौर प्रकाश-वोल्टीय तथा सौर ताप विद्युत परियोजनाएं (Solar PV/Solar Thermal Power Projects)**- भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित परियोजनाएं जिनकी क्षमता 5 MW से कम हो।
- च) **बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना (Biogas based Power Project)**— कोई परियोजना बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना के रूप में परिभाषित

होने की अर्हता रखेगी यदि यह नवीन संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग कर रही हो तथा ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली धारित करती हो, जो शत प्रतिशत बायोगैस प्रज्वलित इंजन का उपयोग करती हो, जो गोबर (cow dung), वनस्पति अपशिष्ट (vegetable waste) तथा अन्य जैविक अपशिष्ट (bio waste) के आत्मसाजकरण (codigesting) हेतु बायोगैस प्रौद्योगिकी (Biogas Technology) से सहयोजित हो जैसा कि भारत सरकार, नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाए।

- छ) **बायोमास गैसीकरण आधारित ऊर्जा परियोजना (Biomass gasifier based Power Project)**- इस परियोजना के अन्तर्गत नवीन संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग किया जाता है तथा इसके द्वारा ग्रिड संयोजित प्रणाली (Grid connected system) को धारित किया जाता है तथा शत प्रतिशत उत्पादक गैस इंजन का उपयोग किया जाता है जिसे गैसीकरण प्रौद्योगिकियों (gasifier technologies) के साथ संयोजित (coupled) किया जाता है जैसा कि इसे भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाए।
- ज) **नगरपालिक ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाएं (Municipal Solid Waste Power Projects)**- ये परियोजनाएं नगरपालिक ठोस अपशिष्ट (Municipal Solid Waste) के भस्मीकरण पर आधारित होती हैं जैसा कि भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाए।
- झ) **सौर-पवन मिश्रित परियोजनाएं (Solar Wind Hybrid Projects)**- 10 MW से कम क्षमता से युक्त सौर-पवन मिश्रित परियोजनाएं राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली (Intra-State Transmission System) से संयोजित होती हैं। मिश्रित परियोजना के सौर तथा पवन घटक द्वारा ग्रिड में अन्तःक्षेपण (injection) का एकल बिन्दु या अधिकतम अन्तःक्षेपण के दो बिन्दु धारित किये जाते हैं जो ऊर्जा संग्रहण (Energy Storage) के साथ या उसके बगैर भी ग्रिड से संयोजित इस शर्त के अधीन रहते हुए होते हैं कि किसी भी एक संसाधन (resource) (पवन या सौर) की निर्धारित क्षमता कुल संविदाकृत/ अनुबन्धित क्षमता का न्यूनतम 33% होगी।
- ञ) **नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजना (Renewable Energy with Storage Project)**- नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना, नवीकरणीय मिश्रित (Hybrid) परियोजना को सम्मिलित करते हुए ऐसी परियोजना के माध्यम से आंशिक रूप से या पूर्ण रूप से उत्पादित ऊर्जा का उपयोग किया जाता है ताकि संग्रहण सुविधा (storage facility) में ऊर्जा का संग्रहण किया जा सके जो नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना की भांति ही अन्तर्संयोजन के सदृश बिन्दु से संयोजित होती है :

परन्तु यह कि परियोजनाएं जिनके लिये विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अधीन किया जाना अपेक्षित हो, वहां ये परियोजनाएं भी टैरिफ नीति 2016 के अनुसार केन्द्र सरकार द्वारा अधिसूचना जारी होने के तिथि के पश्चात प्रतिस्पर्धी बोली (bidding) प्रक्रिया के अध्याधीन रहेंगी।

4.2 निम्न श्रेणियों के बारे में विद्युत-दर का निर्धारण जिनके लिये केन्द्र सरकार ने पूर्व में टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया हेतु दिशा-निर्देश जारी किये हैं, को यदि टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से प्राप्त किया जाना पाया जाए तो आयोग द्वारा विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 63 के अधीन इसे अंगीकार (adopt) कर लिया जाएगा :

- क) **पवन ऊर्जा परियोजनाएं (Wind Power Projects)** (क्षमता 10 MW या इससे अधिक हेतु) जिनमें नवीन टरबाइन विद्युत- उत्पादकों (turbine generators) का उपयोग किया जाता हो।
- ख) **सौर प्रकाश वोल्टीय परियोजनाएं (Solar PV Projects)** (क्षमता 5 MW या इससे अधिक हेतु) भारत सरकार, नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित।
- ग) **सौर पवन मिश्रित ऊर्जा परियोजनाएं (Solar Wind Hybrid Power Projects)** सौर-पवन मिश्रित ऊर्जा परियोजना के सौर तथा पवन घटक द्वारा, ऊर्जा संग्रहण (Energy Storage) से युक्त या उसके बगैर भी मय 10 मेगावाट या अधिक की बोली क्षमता के इस शर्त के अध्याधीन कि एकल संसाधन (पवन या सौर) की निर्धारित क्षमता कुल संविदाकृत/ अनुबंधित क्षमता (Contracted Capacities) का न्यूनतम 33% होगी अन्तःक्षेपण का एकल बिन्दु या अधिकतम दो बिन्दु धारित किये जा सकते हैं।

4.3 आयोग ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं (RE Projects) की विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण करेगा जिनकी प्रतिस्पर्धी बोली (Competitive Bidding) प्रक्रिया के अन्तर्गत अर्हता सहभागिता हेतु उच्चतम सीमा (threshold limit) से कम हेतु प्रकरण-दर-प्रकरण आधार पर, गुण-दोष पर विचार करते हुए इन विनियमों के विनियम 7 में प्रदत्त परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर अवधारण प्रक्रिया के अनुसार हो।

आयोग नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं (RE Projects) की प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया (Competitive Bidding) में सहभागिता की अर्हता की सीमा से कम क्षमता की परियोजनाओं हेतु प्रकरण-दर-प्रकरण आधार पर, गुण दोष पर विचार करते हुए इन विनियमों के विनियम 7 में प्रदत्त परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर अवधारण प्रक्रिया के अनुसार विद्युत दरों (टैरिफ) का अवधारण करेगा।

अध्याय 1 : सामान्य सिद्धान्त (General Principles)

5. नियन्त्रण अवधि या समीक्षा अवधि (Control Period or Review Period)

इन विनियमों के अधीन नियन्त्रण अवधि (Control Period) या समीक्षा अवधि (Review Period) इन विनियमों की राजपत्र में अधिसूचना जारी होने की तिथि से 31 मार्च, 2027 तक प्रभावशील रहेगी :

परन्तु यह कि इन विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के दौरान क्रियाशील (commission) की गई नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं (RE Projects) हेतु अवधारित की गई विद्युत-दर (टैरिफ) इन विनियमों में यथा विनिर्दिष्ट उपयोगी जीवनकाल की सम्पूर्ण अवधि हेतु प्रयोज्य होगी :

परन्तु यह और कि आगामी नियंत्रण अवधि हेतु विनियमों के आगामी नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने तक अधिसूचित न किए जाने की परिस्थिति में इन विनियमों के अनुसार विद्युत-दर मापदण्ड (tariff norms) पुनरीक्षित विनियमों की अधिसूचना होने तक प्रयोज्य रहेंगे।

6. सामान्य विद्युत-दर (Generic Tariff) :

आयोग द्वारा नियन्त्रण अवधि के प्रारंभ में सामान्य विद्युत-दर (Generic Tariff) का अवधारण इन विनियमों के अनुसार निम्न प्रकार की नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु किया जाएगा :

- (क) लघु जल-विद्युत परियोजनाएं (Small Hydro Power Projects)
- (ख) रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी से युक्त बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं (Biomass Power Projects with Rankine Cycle Technology)
- (ग) बगास आधारित विद्युत सह-उत्पादन परियोजना (Bagasse based Cogeneration Project)
- (घ) बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना (Biogas Based Power Project)
- (ङ) नगरपालिक ठोस अपशिष्ट आधारित ऊर्जा परियोजनाएं (Municipal Solid Waste based Power Projects)

परन्तु यह कि आयोग द्वारा अवधारित सामान्य विद्युत-दर (generic tariff) विनियमों की नियन्त्रण अवधि के दौरान क्रियाशील की जाने वाली सदृश प्रकार (same type) की नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रयोज्य होंगी तथा विद्युत-दर अवधि हेतु वैध रहेगी।

7. परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर (Project Specific Tariff)

(क) परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर (Project Specific Tariff) का अवधारण आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण, गुण-दोष के आधार पर निम्न प्रकार की नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु जिनकी प्रतिस्पर्धा बोली आधारित विद्युत-दर में सहभागिता हेतु योग्यता सीमा (threshold limit) से कम है :

- एक. सौर प्रकाश-वोल्टीय ऊर्जा परियोजनाएं (Solar PV Power Projects)
- दो. सौर ताप ऊर्जा परियोजनाएं (Solar Thermal Power Projects)

- तीन. पवन ऊर्जा परियोजनाएं (Wind Power Projects)
- चार. बायोमास गैसीकरण आधारित परियोजनाएं (Biomass gasifier based Power Projects)
- पांच. सौर-पवन मिश्रित परियोजनाएं (Solar Wind Hybrid Projects)
- छ. नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजनाएं (Renewable Energy with Storage Projects) ; और
- सात. प्रौद्योगिकियों तथा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित परियोजनाएं जैसा कि वे भविष्य में भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित की जाएं।

(ख) इन विनियमों के अध्याय-2 में विनिर्दिष्ट वित्तीय तथा परिचालन मानदण्ड (Financial and Operational Norms), केवल पूंजीगत लागत (capital cost) को छोड़कर, परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर का अवधारण करते समय उच्चस्थ मानदण्ड (ceiling norms) होंगे।

8. विद्युत-दर के अवधारण हेतु याचिका एवं कार्रवाई (Petition and Proceedings for determination of Tariff) :

8.1 आयोग, अधिमानतः नियन्त्रण अवधि के प्रारंभ में नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों (Renewal Energy Technologies) हेतु सामान्य विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण स्व-प्रेरणा याचिका (Suo-motu petition) के आधार पर करेगा जिनके लिए मानदण्ड (norms) इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट किए गए हैं।

8.2 परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु याचिका निम्नांकित जानकारी के साथ समय-समय पर यथासंशोधित मप्रविनिआ (शुल्क, अर्थदण्ड एवं प्रभार) (पुनरीक्षण-द्वितीय) विनियम, 2024 में विनिर्दिष्ट किये गये शुल्क के साथ प्रस्तुत की जाएगी :

- क) इन विनियमों के साथ संलग्न प्ररूप क्रमांक 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 में यथास्थिति जानकारी की प्रस्तुति ;
- ख) विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन (Detailed Project Report) जिसमें तकनीकी और परिचालन विवरणों की रूपरेखा, कार्यस्थल संबंधी विशिष्ट पहलू, पूंजीगत लागत (Capital Cost) का आधार तथा वित्तीय योजना (financing plan) का विस्तृत संविभाजन (break-up) आदि विवरण प्रस्तुत किए जाएंगे ;
- ग) प्रयोज्य समस्त निबंधन और शर्तों का विवरण-पत्र तथा कालावधि हेतु प्रत्याशित व्यय जिस हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारित किया जाना अपेक्षित है ;
- घ) एक विवरण-पत्र, जिसमें केन्द्र/राज्य सरकार से प्राप्त कोई अनुदान (grant, subsidy)/तथा प्रोत्साहन (incentive) शोध्य (due) अथवा प्रत्याशित होने वाले शोध्य की गणना के संपूर्ण विवरण का विवरण-पत्र हो। इस

विवरण-पत्र में प्रस्तावित विद्युत-दर (टैरिफ) गणना ऐसे अनुदान तथा प्रोत्साहन राशि को विचार में लिए बिना भी सम्मिलित की जाएगी।

ड) आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत-दर (टैरिफ) के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से ऊर्जा की अधिप्राप्ति हेतु हितग्राही/लाभार्थी (beneficiary) से सहमति-पत्र (consent) प्रवर्तित विद्युत क्रय अनुबन्ध (Power Purchase Agreement) या समझौता ज्ञापन (Memorandum of understanding) के रूप में; और

च) अन्य कोई जानकारी की प्रस्तुति जैसा कि आयोग द्वारा निर्देशित की जाए।

8.3 विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण में कार्रवाई समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (कारबार का संचालन) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम, 2016 के अनुसार की जाएगी।

9. विद्युत-दर संरचना (Tariff Structure)

नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के बारे में विद्युत-दर (टैरिफ) एक एकल-भाग विद्युत-दर (Single Part Tariff) होगी जिसके अन्तर्गत निम्न स्थाई लागत घटक (Fixed Cost Components) सम्मिलित किये जाएंगे :

- (क) पूंजीगत लागत (Capital Cost) ;
- (ख) पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on Equity) ;
- (ग) ऋण पूंजी पर ब्याज (Interest on Loan Capital) ;
- (घ) अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation) ;
- (ड) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on Working Capital) ; और
- (च) प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance expenses):

परन्तु यह कि नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियां जो ईंधन लागत घटक (fuel cost component) जैसे कि बायोमास/बगास/बायोगैस/ आदि धारित करती हैं वहां एकल भाग समस्तरीय विद्युत-दर (Single Part levelized Tariff) मय दो घटकों, अर्थात् स्थाई लागत घटक (fixed cost component) और ईंधन (fuel)/परिवर्तनीय लागत घटक (variable cost component) को अवधारित किया जाएगा।

10. विद्युत-दर रूपांकन (Tariff Design) :

क) परियोजना की विद्युत-दर अवधि हेतु सामान्य विद्युत-दर (Generic Tariff) का अवधारण समस्तरीय विद्युत-दर (Levelized Tariff) के आधार पर किया जाएगा, बशर्ते, नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं, जो एकल-भाग विद्युत-दर मय दो घटकों के धारित करती हों, वहां विद्युत-दर का अवधारण विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि हेतु स्थाई लागत (Fixed Cost) तथा परिवर्तनीय लागत घटकों (Variable Cost Components) पर विचार करते हुए समस्तरीय आधार (levelized basis) पर किया जाएगा।

- ख) समस्तरीय विद्युत-दर संगणना (Levelized Tariff computation) के प्रयोजन से करोत्तर भारित पूंजी की औसत लागत (post-tax weighted average cost of capital) के बराबर छूट कारक (discount factor) पर विचार किया जाएगा।
- ग) उपरोक्त सिद्धान्त परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (Project Specific Tariffs) पर भी लागू होंगे।

11. अति-उत्पादन का उपचार (Treatment of Over Generation) :

ऐसे प्रकरण में जहां इन विनियमों के अधीन नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना (Renewable Energy Project), किसी प्रदत्त वर्ष में, यथास्थिति, क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor) या संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) से अधिक मात्रा में ऊर्जा का उत्पादन करती हो वहां नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना द्वारा इस प्रकार की आधिक्य ऊर्जा का विक्रय किसी इकाई (entity) को इस शर्त पर किया जा सकेगा कि इस प्रकार की आधिक्य ऊर्जा को अस्वीकार करने संबंधी प्रथम अधिकार तत्संबंधी वितरण अनुज्ञापिधारी में निहित होगा। जहां संबंधित वितरण अनुज्ञापिधारी आधिक्य ऊर्जा का क्रय करता हो वहां ऐसी आधिक्य ऊर्जा की विद्युत-दर विशिष्ट प्रौद्योगिकी हेतु आयोग द्वारा अवधारित विद्युत-दर के 75% के बराबर होगी।

12. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित विद्युत हेतु प्रेषण सिद्धान्त (Despatch Principles for electricity generated Renewable Energy Sources) :

12.1 बायोमास विद्युत उत्पादन केन्द्र (Biomass Power generating station) तथा बगास-आधारित सह-उत्पादन विद्युत परियोजनाएं (Biomass-based Co-generation Power Projects) यथासंशोधित मध्य प्रदेश विद्युत ग्रिड कोड, 2024 के अनुरूप, यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग {ऊर्जा के नवीकरणीय (अक्षय) स्रोतों से विद्युत का सह-उत्पादन तथा उत्पादन} (पुनरीक्षण-द्वितीय), विनियम 2021 के अधीन उपबन्धों के अनुसार अनुसूचीकरण एवं प्रेषण सिद्धान्तों (Scheduling and Despatch Principles) के नियन्त्रणाधीन होंगे।

12.2 पवन ऊर्जा उत्पादन संयन्त्र (Wind Power generation plants), जहां पारेषण या वितरण प्रणाली से संयोजन बिन्दु पर संयोजित ऐसे संयन्त्रों की विद्युत उत्पादन क्षमता का योग 10 MW या इससे अधिक हो तथा संयोजन बिन्दु 33 kV तथा इससे अधिक हो वहां ये संयन्त्र यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पवन तथा सौर विद्युत उत्पादन केन्द्रों का पूर्वानुमान, अनुसूचीकरण, विचलन-व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामले) विनियम, 2018 (जी-44, वर्ष 2018) में विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता के नियन्त्रणाधीन होंगे।

12.3 सौर उत्पादक संयन्त्र (Solar generating plants) जिनकी क्षमता 5 मेगावाट तथा इससे अधिक हो तथा 33 kV स्तर पर संयोजन बिन्दु से संयोजित हों, वहां ये संयन्त्र मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पवन तथा सौर विद्युत उत्पादन केन्द्रों का पूर्वानुमान, अनुसूचीकरण, विचलन-व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामले) विनियम, 2018 (जी-44, वर्ष 2018) में विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता के नियन्त्रणाधीन होंगे।

12.4 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु सुयोग्यता क्रमानुसार प्रेषण (Merit Order Despatch) की प्रयोज्यता यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग {ऊर्जा के नवीकरणीय (अक्षय) स्रोतों से विद्युत का सह-उत्पादन तथा उत्पादन} (पुनरीक्षण-द्वितीय), विनियम, 2021 के अधीन उपबन्धों के अनुसार नियन्त्रित होगी।

अध्याय 2 : वित्तीय सिद्धान्त (Financial Principles)

13. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

पूंजीगत लागत हेतु मानदण्ड (norms) जैसा कि इन्हें अनुवर्ती प्रौद्योगिकी में विशिष्ट अध्यायों के अन्तर्गत निर्दिष्ट किया गया है, में समस्त पूंजीगत कार्य (capital works), संयन्त्र तथा मशीनरी (plant and machinery) सिविल कार्य (civil work), निर्माण (erection) तथा क्रियाशील करने (commissioning), वित्तीय प्रबन्धन (financing) तथा निर्माण कार्य के दौरान ब्याज (interest during construction) और अन्तर्संयोजन बिन्दु (inter-connection point) तक निष्क्रमण (evacuation) अधोसंरचना को सम्मिलित करते हुए होंगे :

परन्तु यह कि परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर के अवधारण हेतु विद्युत उत्पादन कम्पनी विनियम 8 के अधीन निर्दिष्ट रीति के अनुसार याचिका के साथ पूंजीगत लागत की मदों का संविभाजन (break-up) प्रस्तुत करेगी।

जब तक आयोग द्वारा समीक्षा न की जाए, नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना की पूंजीगत लागत नियन्त्रण अवधि की सम्पूर्ण अवधि के दौरान वैध रहेगी।

14. ऋण-पूंजी अनुपात (Debt-Equity Ratio) :

14.1 सामान्य विद्युत-दर (Generic Tariff) के स्वविवेक अवधारण (Suo-Motu determination) हेतु ऋण-पूंजी अनुपात 70 : 30 माना जाएगा।

14.2 परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर (Project Specific Tariff) हेतु निम्नलिखित उपबन्ध लागू होंगे :

यदि वास्तविक रूप से लगाई गई पूंजी (Equity) पूंजीगत लागत के 30% से अधिक हो तो 30% से अधिक पूंजी को मानदण्डीय ऋण (normative Loan) माना जाएगा :

परन्तु यह कि जहां लगाई गई पूंजी, पूंजीगत लागत के 30% से कम हो वहां विद्युत-दर के अवधारण हेतु वास्तविक पूंजी को मान्य किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि विदेशी मुद्रा (foreign currency) में निवेश की गई पूंजी (Equity) को प्रत्येक पूंजी निवेश की तिथि को भारतीय रूपये में अभिहित (designate) किया जाएगा।

15. ऋण तथा वित्त प्रभार (Loan and Finance Charges) :

15.1 ऋण अवधि (Loan Tenure)

विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के प्रयोजन हेतु ऋण की अवधि 15 वर्ष मानी जाएगी।

15.2 ब्याज दर (Interest Rate) :

(क) उपरोक्त विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार ऋण की मात्रा (quantum of loan) को ऋण पर ब्याज की संगणना हेतु सकल मानदण्डीय ऋण (gross normative loan) माना जाएगा।

- (ख) प्रतिवर्ष, एक अप्रैल की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋण की गणना सकल मानदण्डीय ऋण में से पूर्व वर्ष की दिनांक 31 मार्च तक की स्थिति में संचयी अदायगी (cumulative repayment) घटा कर की जाएगी।
- (ग) विद्युत-दर की संगणना के प्रयोजन हेतु, औसत भारतीय स्टेट बैंक निधि-आधारित ऋण प्रदाय दर की सीमान्त लागत (SBI Marginal Cost of Funds-based Lending Rate, i.e. 'MCLR') एकल-वर्षीय अवधि जैसा कि वह पिछले छः माह के दौरान प्रचलित थी, में 200 आधार बिन्दु (Basis Points) जोड़कर, को मानदण्डीय ब्याज-दर (normative interest rate) माना जाएगा:
- किसी ऋण स्थगन कालावधि (moratorium) के होते हुए भी ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से माना जाएगा तथा यह अनुज्ञेय वार्षिक अवमूल्यन (annual depreciation allowed) के बराबर होगा।

16. अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation) :

16.1 अवमूल्यन के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार (value base) आयोग द्वारा स्वीकृत परिसम्पत्ति/आस्ति (Asset) की पूंजीगत लागत (Capital Cost) होगी। परिसम्पत्ति/आस्ति का उपादेय मूल्य (Salvage value) 10 प्रतिशत के रूप में माना जाएगा तथा अवमूल्यन परिसम्पत्ति/आस्ति की पूंजीगत लागत (capital cost) का अधिकतम 90 प्रतिशत अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु यह कि परियोजना हेतु प्राप्त किये गये अनुदान (grant) या पूंजीगत सहायतानुदान (capital subsidy) की सीमा तक किसी भी अवमूल्यन/अवक्षयण को अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

- (2) प्रथम 15 वर्षों के लिये अवमूल्यन दर (depreciation rate) को 4.67% प्रति वर्ष की दर से माना जाएगा तथा अवशेष अवमूल्यन को परियोजना के अवशेष जीवन-काल के दौरान समान रूप से बराबर-बराबर प्रसारित कर दिया जाएगा।
- (3) अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना वाणिज्यिक प्रचालन (Commercial Operation) के प्रथम वर्ष से की जाएगी :

परन्तु यह कि परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में, परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर (Project Specific Tariff) के अवधारण हेतु, वर्ष के किसी भाग/अंश के लिये, अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना आनुपातिक आधार (pro-rata basis) पर की जाएगी।

17. पूंजी पर प्रतिलाम (Return on Equity) :

17.1 पूंजी (Equity) हेतु मूल्य आधार (value base), पूंजीगत लागत (capital cost) या वास्तविक पूंजी (actual Equity) (परियोजना विशिष्ट विद्युत-दर अवधारण के प्रकरण में) का 30% होगा, जैसा कि इसका अवधारण विनियम 14 के अधीन किया गया है।

17.2 लघु जल-विद्युत परियोजनाओं (Small Hydro Projects) को छोड़कर पूंजी पर मानदण्डीय प्रतिलाम (normative Return on Equity) 14% होगा तथा लघु जल-विद्युत परियोजनाओं हेतु यह 14.5% होगा। पूंजी पर मानदण्डीय प्रतिलाम को विद्युत-दर अवधि (Tariff Period) के प्रथम 20 वर्षों हेतु अन्तिम उपलब्ध अधिसूचित न्यूनतम वैकल्पिक कर (Minimum Alternate Tax-MAT) के माध्यम से तथा अवशेष विद्युत-दर अवधि हेतु अन्तिम उपलब्ध अधिसूचित निगमित कर दर (notified Corporate Tax Rate) के अनुसार समेकित (grossed up) किया जाएगा।

18. कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on Working Capital) :

18.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं (Wind Energy Projects), लघु जल-विद्युत ऊर्जा (Small Hydro Power), सौर प्रकाश-वोल्टीय (Solar PV), सौर ताप (Solar Thermal), पवन सौर मिश्रित ऊर्जा परियोजनाओं (Wind-Solar Hybrid Power Projects), नगरपालिक ठोस अपशिष्ट (Municipal Solid Waste-MSW) आधारित ऊर्जा परियोजना तथा नवीकरण ऊर्जा मय संग्रहण परियोजनाओं (Renewal Energy with Storage Projects) के बारे में कार्यकारी पूंजीगत आवश्यकता (working capital requirement) की संगणना निम्न प्रावधानों के अनुसार की जाएगी :

(क) प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation & Maintenance Expenses), एक माह हेतु ;

(ख) विद्युत के क्रय हेतु, 45 दिवस की विद्युत-दर (टैरिफ) के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां (receivables) जिनकी गणना, यथास्थिति, मानदण्डीय क्षमता उपयोगिता कारक (Normative Capacity Utilization Factor) या संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) के आधार पर की जाएगी ; और

(ग) संधारण कल-पुर्जे (Maintenance Spares), प्रचालन तथा संधारण व्ययों (Operation and Maintenance expenses) के 15% के बराबर।

18.2 बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं जो रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी (Rankine cycle technology) से युक्त हों, बायोगैस ऊर्जा परियोजनाओं, बायोमास गैसीकरण आधारित परियोजनाओं (Biomass Gasifier based Power Projects) तथा बगास सह-उत्पादन परियोजनाओं (Bagass Co-generation Projects) के संबंध में कार्यकारी पूंजीगत आवश्यकता (Working Capital Requirement) की गणना निम्न कारकों के आधार पर की जाएगी :

(क) मानदण्डीय संयन्त्र भार कारक (normative PLF) से तत्संबंधी ईंधन लागतें (fuel costs) चार माह की अवधि हेतु ;

- (ख) प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance expense), एक माह की अवधि हेतु ;
- (ग) विद्युत के क्रय हेतु, 45 दिवस की विद्युत-दर (टैरिफ) के बराबर प्राप्तिप्योग्य सामग्रियां (receivables) जिनकी गणना, यथास्थिति, मानदण्डीय क्षमता उपयोगिता कारक (Normative Capacity Utilization Factor) या संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) के आधार पर की जाएगी ; और
- (घ) संधारण कल-पुर्जे (Maintenance Spares), प्रचालन तथा संधारण व्ययों (Operation and Maintenance expenses) के 15% के बराबर।

18.3 सौर पवन मिश्रित परियोजनाओं (Solar Wind Hybrid Projects) के प्रकरण में, कार्यकारी पूंजी आवश्यकता (Working Capital requirement), मानदण्डों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों हेतु प्रयोज्य परियोजना के अन्तर्गत उनकी निर्धारित क्षमता के अनुपात में कार्यकारी पूंजीगत आवश्यकता का योग होगी।

18.4 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on Working Capital) एक ऐसी ब्याज दर होगी जो औसत भारतीय स्टेट बैंक की निधि-आधारित (funds based) ऋण-प्रदाय दर (Lending Rate) की सीमान्त लागत (Marginal Cost), (एकल-वर्षीय अवधि) {SBI MCLR (one year Tenure)} होगी जैसा कि वह पिछले उपलब्ध छः माह के दौरान प्रचलित रही हो, से मानदण्डीय तीन सौ पच्चीस (325) आधार बिन्दु (basis points) अधिक हो।

19. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

19.1 'प्रचालन तथा संधारण व्ययों (Operation and Maintenance or O&M Expenses)' में मरम्मत तथा अनुरक्षण (Repair and Maintenance), स्थापना (Establishment) जिसमें कर्मचारी व्यय (Employee Expenses) और प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय (Administrative and General expenses) समाविष्ट होंगे।

19.2 प्रचालन एवं संधारण व्यय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों पर आधारित, इन विनियमों में पश्चात्वर्ती नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु अवधारित किये जाएंगे।

19.3 इन विनियमों में नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष के दौरान, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु अनुज्ञेय किये गये मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में विद्युत-दर अवधि (Tariff Period) हेतु 5.25% प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी।

20. छूट (Rebate) :

20.1 किसी परियोजना की इकाई के देयकों के भुगतान हेतु चक्रीय (revolving) तथा वैध साख-पत्र (Valid Letter of Credit) या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अन्तरण (NEFT)/क्षेत्रीयलेन-देन सकल व्यावस्थापन (RTGS) के माध्यम से बिल प्रस्तुति के 5 दिवस के भीतर किये जाने पर 1.5 प्रतिशत की छूट प्रदान की जाएगी।

स्पष्टीकरण : 5 दिवस की गणना करते समय, दिवस संख्या की गणना निरन्तर किसी अवकाश पर विचार किए बगैर की जाएगी। तथापि, यदि अन्तिम दिवस या पांचवा दिवस आधिकारिक अवकाश हो तो छूट के प्रयोजन से पांचवे दिवस को निकटतम अनुवर्ती कार्य दिवस माना जावेगा।

20.2 जहां इकाई द्वारा देयकों का भुगतान देयक की प्रस्तुति के 5 दिवस पश्चात किसी भी दिवस को तथा देयक की प्रस्तुति के एक माह के भीतर किया जाए वहां एक प्रतिशत की दर से छूट अनुज्ञेय की जाएगी।

21 विलम्बित भुगतान अधिभार (Late Payment Surcharge) :

ऐसे प्रकरण में जहां इन विनियमों के अधीन प्रभारों (Charges) के किसी देयक के भुगतान में देयक की प्रस्तुति से 45 दिवस से अधिक का विलम्ब किया जाए वहां विलम्ब भुगतान अधिभार (Late Payment Surcharge) को विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा भारत सरकार, विद्युत मन्त्रालय द्वारा समय-समय पर यथासंशोधित विद्युत (विलम्ब भुगतान अधिभार और संबंधित मामले) नियम, 2022 में विनिर्दिष्ट अनुसार अधिरोपित किया जाएगा।

22. स्वच्छ विकास क्रियाविधि के प्रलाभों का सहभाजन (Sharing of CDM Benefits) :

स्वच्छ विकास क्रियाविधि के अन्तर्गत अनुमोदित उत्सर्जन न्यूनीकरण परियोजनाओं (Emission Reduction Projects) से कार्बन आकलन की प्राप्तियों का परस्पर सहभाजन निम्न रीति के अनुसार किया जाएगा :

- (क) स्वच्छ विकास क्रियाविधि के कारण सकल प्राप्तियों की शत-प्रतिशत राशि परियोजना के विकास द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के प्रथम वर्ष में स्वयं के पास धारित रखी जाएगी ; और
- (ख) द्वितीय वर्ष में हितग्राहियों/लाभार्थियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा जिसमें उत्तरोत्तर प्रति वर्ष 10 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी जिसके 50 प्रतिशत तक पहुंचने के पश्चात् प्राप्तियों का सहभाजन विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य समान अनुपात में किया जाएगा।

23. केन्द्र/राज्य सरकार द्वारा सहायतानुदान या प्रोत्साहन (Subsidy or incentive by the Central/ State Government) :

केन्द्र या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित किसी पूंजीगत सहायतानुदान (capital subsidy)/ अनुदान (grant)/प्रोत्साहन (incentive) पर आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन विद्युत-दर का अवधारण करते समय विचार किया जाएगा जिसमें त्वरित अवमूल्यन प्रलाभ (accelerated

depreciation benefit) को भी सम्मिलित किया जाएगा यदि विद्युत उत्पादन कम्पनी द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र (RE Power Plant) हेतु इसे प्राप्त किया गया हो :

परन्तु यह कि यदि केन्द्र या राज्य सरकार किसी अधिसूचना के माध्यम से विशेष रूप से विद्युत-दर (टैरिफ) के अतिरिक्त किसी विद्युत उत्पादन आधारित प्रोत्साहन हेतु यह प्रावधान करती हो तो इस पर विद्युत-दर का अवधारण करते समय विचार नहीं किया जाएगा।

24. उपकर, शुल्कों तथा जल प्रभारों/सांविधिक प्रभारों हेतु उपचार (Treatment for Cess, Duties and Water Charges/Statutory charges) :

इन विनियमों के अधीन अवधारित की गई विद्युत-दर में विद्युत उत्पादन (generation), विद्युत के विक्रय पर उपकर (cess) तथा शुल्कों (duties) जैसा कि वे राज्य शासन द्वारा अधिरोपित किये जाएं को सम्मिलित नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह कि उपकर तथा शुल्क जैसा कि वे राज्य शासन द्वारा अधिरोपित किये जाएं, को वास्तविक रूप से उपगत किये गये (incurred) के माध्यम से अन्तरण (pass through) के रूप में अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि जल-विद्युत परियोजनाओं के प्रकरण में राज्य शासन द्वारा आरोपित किये गये जल प्रभारों को विद्युत-दर में सम्मिलित नहीं किया जाएगा। विद्युत-उत्पादक द्वारा इसका भुगतान पृथक से किया जाएगा तथा इसे वास्तविक रूप से उपगत किये गये के आधार पर (actual incurred basis) अन्तरण (pass through) के रूप में अनुज्ञेय किया जाएगा।

अध्याय 3 : लघु जल-विद्युत परियोजना हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Small Hydro Projects)

25. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

25.1 लघु जल-विद्युत परियोजनाओं हेतु नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान मानदण्डीय पूंजीगत लागत (normative Capital Cost) निम्नानुसार होगी :

परियोजना का आकार (Project Size)	पूंजीगत लागत (लाख रुपये/MW) में {Capital Cost (Rs. in lakh/MW)}
5 MW से कम हेतु	820
5 MW से 25 MW तक	801

25.2 जब तक आयोग द्वारा पूर्व में समीक्षा न की गई हो, लघु जल-विद्युत परियोजनाओं हेतु नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट की गई पूंजीगत लागत नियन्त्रण अवधि की सम्पूर्ण अवधि हेतु वैध रहेगी।

26. क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor) :

लघु जल-विद्युत परियोजनाओं हेतु क्षमता उपयोगिता कारक (CUF) 30% होगा।

27. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

लघु जल-विद्युत परियोजना हेतु मानदण्डीय सहायक खपत 1.0% होगी।

28. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

28.1 नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डीय (normative) प्रचालन एवं संधारण व्यय परियोजना लागत (Project Cost) का 3% होंगे।

28.2 इस विनियमों के अधीन विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से परियोजना के अवशेष उपयोगी जीवन काल हेतु नियन्त्रण अवधि के प्रारंभ में अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 के लिये मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में 5.25% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

अध्याय 4 : रैंकिन चक्र प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास/ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Biomass Projects based on Rankine Cycle Technology)

- 29. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :**
नियन्त्रण अवधि के लिये विद्युत-दर के अवधारण हेतु ऐसी बायोमास-आधारित ऊर्जा परियोजनाएं जो जलशीतित संधारित्र (Water-cooled Condenser) धारित करती हों, की मानदण्डीय पूंजीगत लागत रु. 5.95 करोड़/MW तथा ऐसी बायोमास आधारित परियोजनाएं जो वायुशीतित संधारित्र (Air-cooled Condenser) धारित करती हों, की मानदण्डीय पूंजीकृत लागत रु. 6.07 करोड़/MW होगी।
- 30. संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) :**
विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु संयन्त्र भार कारक (PLF) 80% माना जाएगा।
- 31. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :**
मानदण्डीय सहायक खपत निम्नानुसार होगी :
क. ऐसी परियोजनाएं जो जल-शीतित संधारित्र (condenser) का उपयोग करती हों :
10%
ख. ऐसी परियोजनाएं जो वायु-शीतित संधारित्र (condenser) का उपयोग करती हों :
12%
- 32. स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) :**
स्टेशन ऊष्मा दर निम्नानुसार होगी :
(एक) ऐसी परियोजनाएं जो 'Travelling Grate Boilers' का उपयोग करती हैं : 4200 kCal/kWh
(दो) ऐसी परियोजनाएं जो 'AFBC Boilers' का उपयोग करती हैं : 4125 kCal/kWh
- 33. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :**
नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों (O&M Expenses) को परियोजना लागत के 6% की दर से निर्धारित किया जाएगा तथा विद्युत-दर अवधि (Tariff period) हेतु इसमें 5.89% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।
- 34. ईंधन मिश्रण (Fuel Mix) :**
बायोमास ऊर्जा संयन्त्र का रूपांकन इस प्रकार किया जाएगा कि इसके द्वारा गैर-जीवाष्प (non-fossil) ईंधन (बग़ास को छोड़कर) जो बायोमास ऊर्जा परियोजना हेतु निकट प्रतिवेश (vicinity) में उपलब्ध हों, का उपयोग किया जाएगा, जैसे कि फसल के अवशेष (crop residues), कृषि-औद्योगिक अवशेष (agro-industrial residues), वन-अवशेष (forest residues) आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन जैसा कि भारत सरकार, नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाए।

35. जीवाष्म ईंधन का उपयोग (Use of Fossil Fuel) :

जीवाष्म ईंधनों (कोयले) के उपयोग की अनुमति प्रदान नहीं की जाएगी।

36. सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value) :

विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु उपयोग में लाये गये बायोमास ईंधन (biomass fuel) (बगास को छोड़कर) का सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value) 3100 kCal/Kg होगा।

37. विशिष्ट ईंधन खपत (Specific Fuel Consumption) :

इस नियन्त्रण अवधि के प्रयोजन से विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु विशिष्ट ईंधन खपत (Specific Fuel Consumption) 1.35 kg/kWh मानी जाएगी।

38. ईंधन की लागत (Fuel Cost) :

परिचालन के प्रथम वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन का मूल्य (Biomass fuel price) वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु रू 3705/MT (मीट्रिक टन) होगा तथा इस नियन्त्रण अवधि में क्रियाशील किये जाने वाली बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजनाओं हेतु समस्तरीय विद्युत-दर (levelized tariff) के अवधारण हेतु द्वितीय वर्ष से आगे इसमें 3.45% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

**अध्याय 5 : बगास आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड
(Technology Specific Parameters for Bagass based Cogeneration Projects)**

जैसा कि विद्युत अधिनियम, 2003 में परिभाषित किया गया है, सह-उत्पादन (cogeneration) से अभिप्रेत है कोई प्रक्रिया जिसके अन्तर्गत दो या दो से अधिक प्रकार की उपयोगी ऊर्जा (विद्युत ऊर्जा को सम्मिलित करते हुए) का उत्पादन एक साथ (simultaneously) किया जाता है। बगास-आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं में बगास का प्रज्वलन वाष्प के उत्पादन हेतु किया जाता है। वाष्प का उपयोग प्राथमिक प्रक्रिया (primary process) के रूप में चीनी/शकर (Sugar) के उत्पादन में किया जाता है। इसके अतिरिक्त, इसका उपयोग टरबाइन उत्पादक (turbine generator) को संचालित करने में द्वितीयक प्रक्रिया (secondary process) के रूप में किया जाता है। चीनी/शकर उद्योग उत्पादित की गई इस विद्युत का उपयोग अपनी स्वयं की खपत हेतु करता है तथा अधिशेष ऊर्जा (यदि कोई हो) तृतीय पक्ष या ग्रिड को विक्रय हेतु उपलब्ध रहेगी।

यदि विद्युत वितरण कम्पनी की ऐसी अधिशेष ऊर्जा के क्रय में रुचि हो तो इसके द्वारा इसे नियन्त्रण अवधि के दौरान आयोग द्वारा अवधारित विद्युत-दर (टैरिफ) पर क्रय किया जाएगा।

39. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

बगास-आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं हेतु मानदण्डीय पूंजीगत लागत नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु रू 471 लाख/MW होगी तथा जब तक आयोग द्वारा इसकी पूर्व समीक्षा न कर ली जाए, यह नियन्त्रण अवधि की सम्पूर्ण कालावधि के दौरान वैध रहेगी।

40. संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) :

विद्युत-दर के अवधारण के प्रयोजन हेतु संयन्त्र भार कारक (PLF) 53% होगा।

41. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

विद्युत-दर के अवधारण के प्रयोजन हेतु सहायक विद्युत खपत कारक (Auxiliary Power Consumption Factor) सकल विद्युत उत्पादन (gross generation) का 8.5 प्रतिशत होगा।

42. स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) :

बगास ऊर्जा परियोजनाओं हेतु स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate) 3600 kCal/kWh होगी।

43. प्रचालन एवं संभारण व्यय (Operation and Maintenance) :

नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डीय प्रचालन तथा संभारण व्यय का निर्धारण परिचालन के प्रथम वर्ष के दौरान परियोजना लागत के 3% की दर से किया जाएगा जिसमें 5.89% की दर से वार्षिक वृद्धि की जाएगी।

44. सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value-GCV) :

विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन से बगास आधारित ईंधन का सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value) 2250 kCal/Kg होगा।

45. ईंधन की लागत (Fuel Cost) :

नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु बगास का मूल्य वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु घोषित किये गये गन्ने के प्रशासित मूल्य (administered price) {उचित और लाभकारी मूल्य (FRP)} के 50% के बराबर होगा जिसमें द्वितीय वर्ष से आगे बगास आधारित परियोजनाओं हेतु जिन्हें इस नियन्त्रण अवधि के दौरान क्रियाशील जाना हो, समस्तरीय विद्युत-दर (Levelized Tariff) के अवधारण हेतु प्रति वर्ष 3.45% की वृद्धि की जाएगी।

46. विशिष्ट ईंधन खपत (Specific Fuel Consumption) :

इस नियन्त्रण अवधि के प्रयोजन हेतु विद्युत-दर के अवधारण के प्रयोजन हेतु विशिष्ट ईंधन खपत 1.6 Kg/kWh मानी जाएगी।

47. जीवाष्म ईंधन का उपयोग (Use of Fossil Fuel) :

जीवाष्म ईंधनों (कोयले) के प्रयोग हेतु अनुमति प्रदान नहीं की जाएगी।

अध्याय 6 : बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड

(Technology Specific Parameters for Bagass based Power Projects)

48. प्रौद्योगिकी पहलू (Technical Aspects) :

निम्नांकित निर्दिष्ट किये गये विद्युत-दर (टैरिफ) अवधारण के मानदण्ड ग्रिड संयोजित बायोगैस-आधारित ऊर्जा परियोजना से संबंधित हैं जिनमें शतप्रतिशत बायोगैस प्रज्वलित इंजिन का उपयोग, जैसा कि वह बायोगैस प्रौद्योगिकी से संयोजित है जहां 40% गोबर/खाद (cow dung/manure) तथा 60% कृषि फसल अवशेष (agriculture crop residue) का उपयोग किया जाता है।

49. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

इस प्रकार की बायोगैस-आधारित ऊर्जा परियोजना की नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डीय पूंजीगत लागत (normative capital cost) रु 1354 लाख/MW होगी तथा जब तक आयोग द्वारा इसकी पूर्व समीक्षा न कर ली जाए यह नियन्त्रण अवधि की पूर्ण कालावधि के दौरान वैध रहेगी।

50. संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) :

विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु संयन्त्र भार कारक (PLF) 90% माना जाएगा।

51. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु सहायक विद्युत खपत कारक (Auxiliary Power Consumption Factor) को 10% माना जाएगा।

52. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्यय पूंजीगत लागत (Capital Cost) की 4% दर पर निर्धारित किये जाएंगे तथा टैरिफ अवधि हेतु इनमें 5.89% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

53. विशिष्ट ईंधन खपत (Specific Fuel Consumption) :

राज्य हेतु ईंधन मिश्रण (fuel mix) पर विचार करते हुए नियन्त्रण अवधि हेतु विद्युत-दर (Tariff) के अवधारण के प्रयोजन हेतु मानदण्डीय विशिष्ट ईंधन खपत 2.61 Kg/kWh मानी जाएगी।

54. ईंधन की लागत (Fuel Cost) :

नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु फीडस्टॉक (feed stock) मूल्य रुपये 1260/MT (मीट्रिक टन) होगा तथा इसमें द्वितीय वर्ष से आगे नियन्त्रण अवधि के दौरान क्रियाशील की जाने वाली परियोजनाओं हेतु बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं की विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु 3.45% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

55. खाद के विक्रय से आय (Income from Manure) :

खाद (Manure)/उपोत्पादन (by-product) की प्रतिप्राप्ति (recovery) से आय फीडस्टॉक लागत का 10 प्रतिशत मानी जाएगी। इस आय को विद्युत-दर के अवधारण के दौरान ईंधन लागत के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा।

अध्याय 7 : नगरपालिक ठोस अपशिष्ट ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Municipal Solid Waste Power Projects)

56. प्रौद्योगिकी पहलू (Technical Aspect) :

विद्युत-दर के अवधारण हेतु निम्नांकित मानदण्ड नगरपालिक ठोस अपशिष्ट (MSW) आधारित ऊर्जा परियोजनाओं से संबंधित हैं जिनमें भस्मीकरण (incineration) प्रौद्योगिकी का उपयोग किया जाता है तथा ठोस अपशिष्ट प्रबन्धन नियम, 2016 में निर्दिष्ट उत्सर्जन मानकों (emission standards) के अनुपालन पर विचार किया जाएगा।

57. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

नगरपालिक ठोस अपशिष्ट विद्युत परियोजनाओं हेतु मानदण्डीय पूंजीगत लागत रु 1871 लाख/MW मानी जाएगी।

58. संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor) :

विद्युत-दर के अवधारण हेतु संयन्त्र भार कारक (PLF) निम्नानुसार होगा :

क) परिचालन के प्रथम वर्ष के दौरान	:	65%
ख) द्वितीय वर्ष से आगे	:	75%

59. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु सहायक ऊर्जा खपत कारक (Auxiliary Power Consumption Factor) 15% होगा।

60. प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

नियन्त्रण अवधि के दौरान परिचालन के प्रथम वर्ष हेतु मानदण्डीय संचालन एवं संधारण व्यय पूंजीगत लागत के 5% की दर से निर्धारित किये जाएंगे तथा परियोजना के अवशेष उपयोगी जीवनकाल हेतु इनमें 5.89% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि की जाएगी।

61. अन्य लागतें (Others Cost) :

पूंजीगत लागत में सम्मिलित हैं संयन्त्र तथा मशीनरी (Plant and Machinery) {पूर्व-प्रसंस्करण उपकरण (pre-processing equipment) को सम्मिलित करते हुए}, अतएव ऐसी परियोजनाओं में ईंधन लागत (fuel cost) पर विचार नहीं किया जाएगा। तदनुसार, तत्संबंधी मानदण्ड जैसे कि स्टेशन ऊष्मा दर (Station Heat Rate), ईंधन लागत में वृद्धि (Fuel Cost escalation), सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value), आदि प्रयोज्य न होंगे।

**अध्याय 8 : सौर प्रकाश-वोल्टीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड
(Technology Specific Parameters for Solar Photovoltaic Power Projects)**

62. प्रौद्योगिकी पहलू (Technical Aspects) :

इन विनियमों के अधीन सौर प्रकाश-वोल्टीय ऊर्जा {Solar Photovoltaic (PV) Power} हेतु मापदण्ड ग्रिड संयोजित प्रकाश-वोल्टीय (PV) प्रणालियों हेतु प्रयोज्य होंगे जो प्रत्यक्ष रूप से सौर ऊर्जा को विद्युत में परिवर्तित करते हैं तथा ये क्रिस्टलीय सिलिकोन (crystallian silicon) या पतली फिल्म (Thin Film) आदि पर आधारित हैं जैसा कि भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाए।

63. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागतों (Project Specific Capital Costs) का अवधारण किया जाएगा।

64. क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor) :

आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (project specific tariffs) हेतु क्षमता उपयोगिता कारकों (CUFs) का अनुमोदन किया जाएगा :

परन्तु यह कि सौर प्रकाश-वोल्टीय परियोजनाओं हेतु न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक (minimum CUF) 21% होगा :

परन्तु आगे यह और कि तैरने वाली सौर परियोजनाओं (floating solar projects) हेतु न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 19% होगा।

65. प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट प्रचालन एवं संधारण व्ययों (Project Specific O&M expenses) का अवधारण किया जाएगा।

66. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

केवल परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों हेतु आयोग द्वारा केवल सहायक ऊर्जा खपत का अनुमोदन किया जाएगा :

परन्तु यह कि सौर प्रकाश-वोल्टीय (PV) परियोजनाओं हेतु उच्चतम सहायक खपत 0.75% होगी :

परन्तु आगे यह और कि तैरने वाली सौर परियोजनाओं (Floating Solar Projects) हेतु उच्चतम सहायक खपत 0.75% होगी।

अध्याय 9 : सौर ताप ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Solar Thermal Power Projects)

67. प्रौद्योगिकी पहलू (Technical Aspect) :

इन विनियमों के अधीन मानदण्ड सौर ताप विद्युत हेतु प्रयोज्य सकेन्द्रित सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकियां (concentrated Solar Power-CSP) अर्थात् रेखीय सकेन्द्रण (line-focussing) या बिन्दु सकेन्द्रण (point focussing) हेतु लागू होंगे जैसा कि भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय (MNRE) द्वारा अनुमोदित किया जाए तथा प्रत्यक्ष सूर्य प्रकाश (direct sunlight) का उपयोग उच्चतर ऊर्जा घनत्वों (higher energy densities) तक पहुंचने हेतु कई गुना सकेन्द्रित किया जाता है तथा इससे उच्चतर तापमान (higher temperature) प्राप्त किया जाता है जिससे उत्पादित ऊष्मा का उपयोग परम्परागत ऊर्जा चक्र (Conventional Power Cycle) के परिचालन हेतु विद्युत उत्पादन के लिए किया जाता है।

68. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागतों को ही अवधारित किया जाएगा।

69. क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor-CUF) :

आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (project specific tariffs) हेतु क्षमता उपयोगिता कारक (CUF) का अनुमोदन किया जाएगा :

परन्तु यह कि सौर ताप ऊर्जा परियोजनाओं हेतु न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 23% होगा।

70. प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट प्रचालन एवं संधारण व्ययों का ही अवधारण किया जाएगा।

71. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (Project Specific Tariffs) हेतु सहायक खपत (Auxiliary Consumption) को ही अनुमोदित किया जाएगा :

परन्तु यह कि सौर ताप ऊर्जा परियोजनाओं हेतु उच्चतम सहायक खपत 10% होगी।

अध्याय 10 : पवन ऊर्जा हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Wind Energy)

72. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

प्रचलित विपणन (market) रुझानों पर विचार करते हुए आयोग परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागत (Project Specific Capital Cost) का अवधारण करेगा। यदि आवश्यक हो तो याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तावित लागत के वित्तीय औचित्य (financial prudence) को सुनिश्चित करने हेतु आयोग किसी विशेषज्ञ संस्था (exper organization) का अभिमत भी प्राप्त करेगा।

73. क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor-CUF) :

73.1 इस नियन्त्रण अवधि हेतु क्षमता उपयोगिता कारक के मानदण्ड निम्नानुसार होंगे :

वार्षिक औसत पवन ऊर्जा घनत्व (Annual Mean Wind Power Density (W/m ²))	क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor-CUF)
220 तक	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
> 440	35%

73.2 उपरोक्त उप-विनियम 73.1 में विनिर्दिष्टानुसार वार्षिक औसत पवन ऊर्जा घनत्व का मापन 100-मीटर नाभि ऊंचाई (hub-height) पर किया जाएगा।

73.3 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के विशिष्ट पवन परिक्षेत्र कार्यस्थल (particular wind zone site) का वर्गीकरण भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा पवन मापन हेतु जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार किया जाएगा। राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान द्वारा (National Institute of Wind Energy) द्वारा पवन मस्तूल (wind mast) के वैधीकरण (Validation) के आधार पर राज्य समन्वयन अभिकरण (State Nodal Agency) द्वारा पवन फार्म संकुल (wind farm complex) के परिक्षेत्रीकरण (zoning) को प्रमाणित किया जाएगा।

73.4 मध्यप्रदेश पावर मैनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड आयोग पवन विद्युत उत्पादन परियोजना द्वारा विद्युत उत्पादन के माह के पश्चात् प्रति माह की बीसवीं तिथि तक निरपवाद रूप से आयोग को विद्युत यूनिटों के उत्पादन के मासिक आंकड़े उपलब्ध करायेगी।

74. प्रचालन एवं संधारण व्यय {Operation and Maintenance (O&M) Expenses} :

केवल प्रचलित विपणन (market) सूचना के आधार पर ही आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण किया जाएगा।

**अध्याय 11 : बायोमास गैसीकरण आधारित ऊर्जा परियोजना हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड
(Technology Specific Parameters for Biomass based Power Project)**

75. प्रौद्योगिकी पहलू (Technical Aspects) :

इन विनियमों के अधीन बायोमास गैसीकरण आधारित परियोजनाओं हेतु मानदण्ड ऐसी परियोजनाओं के लिये प्रयोज्य होंगे जो भारत सरकार, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मन्त्रालय द्वारा अनुमोदित शत प्रतिशत उत्पादक गैस इंजिन (100% producer gas engine) से संयोजित गैसीकरण प्रौद्योगिकियों (gasifier technologies) का उपयोग करते हों।

76. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

केवल प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर ही विचार करते हुए आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट पूंजीगत लागतों (Project Specific Capital costs) का अवधारण किया जाएगा।

77. संयन्त्र भार कारक (Plant Load Factor-PLF) :

आयोग द्वारा परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (project specific tariffs) हेतु केवल संयन्त्र भार कारक (PLF) का अनुमोदन किया जाएगा :

परन्तु यह कि बायोमास गैसीकरण ऊर्जा परियोजनाओं हेतु न्यूनतम संयन्त्र भार कारक 85% होगा।

78. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

केवल प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग द्वारा केवल परियोजना विशिष्ट प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण किया जाएगा।

79. सहायक खपत (Auxiliary Consumption) :

परियोजना विशिष्ट (project specific tariffs) विद्युत-दरों हेतु आयोग द्वारा केवल अनुमोदित सहायक खपत का अनुमोदन किया जाएगा :

परन्तु यह कि बायोमास गैसीकरण आधारित ऊर्जा परियोजनाओं हेतु उच्चतम सहायक खपत 10% होगी।

**अध्याय 12 : पवन सौर मिश्रित ऊर्जा परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड
(Technology Specific Parameters for Wind-Solar Hybrid Energy Projects)**

80. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

पूंजीगत लागत का अवधारण प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए परियोजना विशिष्ट आधार (Project Specific Basis) पर किया जाएगा।

81. क्षमता उपयोगिता कारक (Capacity Utilization Factor-CUF) :

यथास्थिति, प्रत्येक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की निर्धारित क्षमता के अनुपात तथा यथास्थिति, प्रत्येक ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के प्रयोज्य क्षमता उपयोगिता कारक पर विचार करते हुए आयोग पवन-सौर मिश्रित ऊर्जा परियोजनाओं के बारे में केवल परियोजना विशिष्ट क्षमता उपयोगिता कारक (Specific Capacity utilization Factor) का अवधारण करेगा :

परन्तु यह कि पवन-सौर मिश्रित ऊर्जा परियोजनाओं हेतु न्यूनतम क्षमता उपयोगिता कारक 30% होगा जब इसका मापन अन्तर संयोजन बिन्दु (inter-connection point) पर किया जाए जहां ऊर्जा का अन्तःक्षेपण ग्रिड में किया जा रहा हो।

82. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

प्रचलित विपणन (market) के रुझानों पर विचार करते हुए आयोग केवल परियोजना विशिष्ट प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण करेगा।

83. विद्युत-दर (Tariff) :

पवन-सौर मिश्रित ऊर्जा परियोजना हेतु विद्युत-दर समग्र रूप से परियोजना हेतु एक समेकित समस्तरीय विद्युत-दर (composite levelized tariff) होगी जिसके अन्तर्गत ऐसी परियोजना हेतु संयोजित नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के उपयोगी जीवन काल के विद्युत-दर घटकों के न्यूनतम तक को विचार में लिया जाएगा :

परन्तु यह कि यदि नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों में से कोई भी जिसे नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना से संयोजित को आगे उपयोगी जीवन काल के लिये छोड़ दिया जाए तो अवशेष उपयोगी जीवनकाल हेतु विद्युत-दर पर विचार करते हुए ऐसी नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी को अवशेष उपयोगी जीवनकाल हेतु पृथक से अवधारित किया जाएगा।

अध्याय 13 : नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजनाओं हेतु प्रौद्योगिकी विशिष्ट मापदण्ड (Technology Specific Parameters for Renewable Energy with Storage Projects)

84. पूंजीगत लागत (Capital Cost) :

आयोग द्वारा प्रचलित विपणन (market) रुझानों पर विचार करते हुए नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजनाओं हेतु केवल प्रचलित पूंजीगत लागतों का अवधारण किया जाएगा।

85. संग्रहण दक्षता (Storage Efficiency) :

85.1 आयोग केवल परियोजना विशिष्ट विद्युत-दरों (project specific tariffs) हेतु संग्रहण दक्षता (storage efficiency) का अनुमोदन करेगा :

परन्तु यह कि ठोस-अवस्था बैटरियों (solid-state batteries) की संग्रहण आधारित प्रौद्योगिकी पर न्यूनतम दक्षता 80% होगी :

परन्तु आगे यह और कि उद्वहन संग्रहण (pumped storage) की संग्रहण आधारित प्रौद्योगिकी पर न्यूनतम दक्षता (efficiency) 75% होगी।

85.2 नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजना के संग्रहण घटक (storage component) की दक्षता का मापन वार्षिक आधार पर ऐसी परियोजना हेतु संग्रहण से प्राप्त की गई उत्पादित ऊर्जा (output energy received from storage) तथा संग्रहण घटक में निवेश की गई ऊर्जा की आपूर्ति (input energy supplied to storage component) के अनुपात के रूप में किया जाएगा।

86. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses) :

प्रचलित विपणन (market) रुझानों पर विचार करते हुए आयोग केवल परियोजना विशिष्ट प्रचालन तथा संधारण व्ययों का अवधारण करेगा।

87. ऊर्जा संग्रहण हेतु विद्युत-दर अवधारण (Tariff determination for Energy Storage) :

नवीकरणीय ऊर्जा मय संग्रहण परियोजना हेतु विद्युत-दर समयानुपाती (time of day) आधारित समेकित विद्युत-दर (composite tariff) होगी या फिर विभेदी (differential) जिसे परियोजना से ऊर्जा की आपूर्ति हेतु संग्रहण सुविधा से ऊर्जा की आपूर्ति को सम्मिलित करते हुए अवधारित किया जाएगा :

परन्तु यह कि इस प्रकार की विद्युत-दर का अवधारण चौबीसों घंटे आधार पर (round the clock basis) या फिर ऐसी समयावधियों हेतु जैसा कि वे परियोजना विकासक (project developer) तथा हितग्राही/लाभार्थी (beneficiary) के मध्य सम्मत की जाए, के आधार पर किया जा सकेगा।

अध्याय 14 : विविध (Miscellaneous)

88. मानदण्डों से विचलन (Capital Cost) :

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र से उत्पादित विद्युत के विक्रय हेतु विद्युत-दर, विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा किसी अनुज्ञप्तिधारी (licensee) के मध्य परस्पर समझौता इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से विचलन द्वारा किया जा सकेगा जो इन शर्तों के अध्यक्षीन किया जाएगा कि यह परियोजना के उपयोगी जीवनकाल में समस्तरीय विद्युत-दर मानदण्डों के विचलन के आधार पर इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर समस्तरीय विद्युत-दर गणना से अधिक न हो।

89. संशोधन करने की शक्ति (Power to amend) :

आयोग, सामान्य अथवा विशिष्ट आदेश द्वारा कारणों को लिखित में अभिलिखित करते हुए तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर दिए जाने के पश्चात्, स्वप्रेरणा से अथवा किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष आवेदन करने पर, इन विनियमों के किन्हीं भी उपबंधों में संशोधन कर सकेगा।

90. शिथिल करने संबंधी शक्ति (Power to Relax) :

आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर शिथिल कर सकेगा।

91. कठिनाई दूर करने संबंधी शक्ति (Power to remove difficulty) :

इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में यदि कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम अथवा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबंधों से अनुसंगत ऐसे उपबंध कर सकेगा जो इन विनियमों के उद्देश्यों को कार्यान्वित करने में आने वाली कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

92. निरसन तथा व्यावृत्ति (Repeal and Saving) :

92.1 विनियम अर्थात् "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों द्वारा उत्पादित ऊर्जा की विद्युत-दर के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्त) विनियम, 2017 {जी-43 वर्ष, 2017}" जो राजपत्र की अधिसूचना दिनांक 07.07.2017 द्वारा संशोधनों के साथ सहपठित है, जैसा कि वह इस विनियम की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद् द्वारा निरस्त किया जाता है।

92.2 इन विनियमों की कोई भी बात आयोग को ऐसे किसी आदेश को पारित करने हेतु अर्न्तनिहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग रोकने के उद्देश्य से आवश्यक हो।

92.3 इन विनियमों में की गई कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता के मामलों में व्यवहार करने के लिए एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेंगी, जो यद्यपि इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले

या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों के परिप्रेक्ष्य में और इसके कारणों को अभिलेखित करते हुए, आवश्यक या समीचीन समझता हो।

- 92.4** इन विनियमों में की गई कोई भी बात स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अधीन किसी ऐसे मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित न की गई हो और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी कार्यवाही कर सकेगा और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या ऐसे कृत्यों का पालन कर सकेगा जिन्हें आयोग उचित समझे।

टीप : इस "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों द्वारा उत्पादित ऊर्जा की विद्युत-दर अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तों) (पुनरीक्षण-प्रथम) विनियम 2024" के हिन्दी रूपान्तरण की व्याख्या विवेचन या समझने की स्थिति में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के संबंधित प्रावधानों में दी गई विवेचना के अनुसार ही उसका तात्पर्य माना जाएगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार के विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्य होगा।

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकान्ता पाण्डा, आयोग सचिव.

Bhopal, the 25th July 2024

No. 1790/MPERC/2024. In exercise of powers conferred under Section 181(2) (zd) read with Section 61 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations, namely:

MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (TERMS AND CONDITIONS FOR TARIFF DETERMINATION OF ENERGY FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES) (REVISION-I) REGULATIONS, 2024

1. Short Title and Commencement:

- 1.1** These Regulations may be called the “**Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination of energy from Renewable Energy Sources) (Revision- I) Regulations, 2024 {G-43(I) of 2024}.**”
- 1.2** These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.
- 1.3** These Regulations shall come into force from the date of its official notification in Gazette and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force up to 31st March 2027.

2. Definitions:

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

- f) **'Biomass Gasification'** means the process of incomplete combustion of Biomass resulting in the production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon Monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane(CH₄);
- g) **'Biogas'** means a gas created when organic matter like Crop residues, Sewage, Cow Dung, and Manure breaks down in an oxygen-free environment (ferments);
- h) **'Commission'** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission referred to in Sub-section (1) of Section 82 of the Act;
- i) **'Conduct of Business Regulations'** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) (Revision-1) Regulations, 2016 as amended from time to time;
- j) **'Control Period or Review Period'** means the period during which the norms for determination of Tariff specified in these Regulations shall remain valid;
- k) **'Floating Solar Project'** means a Solar PV Power Project where the arrays of photovoltaic panels on the structure of the Project float on top of a body of water, such as an artificial basin or lake, with the help of a floater, anchoring, and mooring system;
- l) **'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 (Coal, Biomass pellets) or one liter of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be
- m) **'Gross Station Heat Rate' or 'Gross SHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at the generator terminals of a generating station
- n) **'Installed Capacity' or 'IC'** means the summation of the nameplate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals). In the case of Solar PV Power Projects and Floating Solar Projects, installed capacity shall be the sum of nameplate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the Project;
- o) **'Inter-connection Point'** shall mean interface point of Renewable energy generating facility with the Transmission System or Distribution System, as the case may be:
- i. In relation to Wind Power Projects, Solar PV Power Projects, Renewable Hybrid Energy Projects and Renewable Energy with Storage 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 Bagasse-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;
- p) **MNRE** means Ministry of New and Renewable Energy, Government of India;

- q) **Municipal Solid Waste** or **'MSW'** means and include commercial and residential wastes generated in a Municipal or notified area in either solid or semi-solid form and excludes industrial hazardous wastes but includes treated bio-medical wastes;
- r) **'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;
- s) **'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;
- t) **Renewable Energy Project'** means a generating station that produces electricity from Renewable Energy Sources; ;
- u) **'Renewable Energy Sources'** means Renewable Sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, biofuel cogeneration, urban or municipal waste and other such Sources as recognized or approved by the MNRE;
- v) **Renewable Energy with Storage Project'** means a combination of Renewable Energy Projects with Storage or a combination of Renewable Hybrid Energy Projects with Storage at the same inter-connection point;
- w) **Solar Wind Hybrid Energy Project'** means a Renewable Energy Project that produces electricity from a combination of Solar & Wind Energy Sources, having a single point of injection or maximum two points of injection into the Grid, provided that the rated power capacity of one resource (Wind or Solar) shall be at least 33% of the total contracted capacity;
- x) **'Small Hydro'** means Hydro Power Projects with a station capacity up to and including 25 MW or as defined by Government of India from time to time at single location;
- y) **Solar PV Power Project'** means a Project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photovoltaic Technology and is based on technologies such as Crystalline Silicon, Thin Film, or any other technology as approved by MNRE;
- z) **Solar Thermal Power Project'** means a Project that uses sunlight for direct conversion into electricity through concentrated Solar Power Technology and is based on Line Focus or Point Focus Principle;
- aa) **'State Nodal Agency'** means the agency in a State as may be designated by the Ministry of New and Renewable Energy, Government of India, to promote efficient use of Renewable Energy in that State;
- bb) **Storage'** means an energy storage system utilizing methods and technologies like

Solid State Batteries, flow batteries, pumped storage, compressed air, fuel cells, hydrogen storage or any other technology to store various forms of energy and to deliver the stored energy in the form of electricity;

- cc) **'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;
- dd) **'Tariff Period'** for Renewable Energy Projects will be the same as their Useful Life, and the tariff period shall be considered from the Date of Commercial Operation of such Power Projects;
- ee) **'Useful Life'** in relation to a unit of a generating station including a dedicated evacuation system shall mean the following duration, from the Date of Commercial Operation (COD) of such generation facility, namely: -
- | | |
|---|---|
| (a) Wind Power Project | 25 years |
| (b) Biomass Power Project with Rankine Cycle Technology | 25 years |
| (c) Bagasse based Cogeneration Project | 25 years |
| (d) Small Hydro Power Plant | 40 years |
| (e) Solar PV/Solar Thermal Power Project | 25 years |
| (f) Biogas based Power Project | 25 years |
| (g) Municipal Solid Waste Power Project | 20 years |
| (h) Biomass gasifier based Power Project | 25 years |
| (i) Solar Wind Hybrid Energy Project | 25 Years |
| (j) Renewable Energy with Storage Project | Same as per useful life of Project assuming that there is no storage; and |
- ff) **'Year'** means a Financial Year.

2.2 Words and expressions used but not used in these Regulations shall have the same meaning as assigned to them in the Act.

3. Scope and extent of application:

These Regulations shall apply in all cases where Tariff, for a generating station or a unit thereof based on Renewable Sources of Energy, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 86 of the Act:

Provided that these Regulations shall apply subject to the fulfilment of eligibility criteria specified in Regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria:

4.1 Tariff for the following categories of Renewable generating plants shall be determined under Section 62 of the Electricity Act, 2003:

- a) **Wind Power Project** - using new Wind Turbine generators with **capacity less than 10 MW**.
- b) **Small Hydro Project** – located at the site 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.
- d) **Bagasse based Co-generation Project** - The Project shall qualify to be termed as a Bagasse-based Co-generation Project, if it meets the qualifying requirement of a Co-generation Project.
- e) **Solar PV and Solar Thermal Power Projects** - Based on Technologies approved by MNRE with **capacity less than 5 MW**.
- f) **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 Cow Dung, vegetable waste and other bio waste as may be approved by MNRE.
- g) **Biomass Gasifier based Power Project** – The Project uses a new plant and machinery and has a Grid connected system that uses a 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE.
- h) **Municipal Solid Waste Power Projects**- Based on incineration of Municipal Solid Waste as approved by MNRE.
- i) **Solar Wind Hybrid Projects** - Solar Wind Hybrid Projects with capacity less than 10 MW and connected to intra-state transmission system. The Solar and Wind component of the Hybrid Project may be having a single point of injection or maximum two points of injection into the Grid, with or without Energy Storage, subject to the condition that the rated capacity of one Resource (Wind or Solar) shall be at least 33% of the total contracted capacity.
- j) **Renewable Energy with Storage Project** – The Renewable Energy Project including a Renewable Hybrid Energy Project that uses, partly or fully Renewable Energy generated from such Project to store Energy in a storage facility, which is connected at the same point of interconnection as the Renewable Energy Project:

Provided that the Projects for which Tariff is to be determined by the Commission under Section 62 of the Electricity Act 2003 shall also be subject to

bidding after the date of issue of notification in respect of such Projects by the Central Government in terms of the Tariff Policy, 2016.

- 4.2** The Tariff determined for the following categories of Projects for which Central Government has already issued guidelines for Tariff Based Competitive Bidding shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act, 2003:
- a) **Wind Power Projects** using new Wind Turbine generators with capacity equal to or more than 10 MW.
 - b) **Solar PV Projects** – Based on technologies approved by MNRE with capacity equal to or more than 5 MW.
 - c) **Solar Wind Hybrid Power Projects:** - The Solar and Wind component of the Solar Wind Hybrid Power Project may be having a single point of injection or maximum two points of injection into the grid with bid capacity of 10 MW and above with or without Energy Storage, subject to the condition that the rated capacity of one Resource (Wind or Solar) shall be at least 33% of the total contracted capacity.
- 4.3** The Commission shall determine Tariff for RE Projects below threshold limit of eligibility for participating in Competitive Bidding **on case to case basis as per the Project Specific Tariff determination process provided in Regulation 7 of these Regulations.**

Chapter 1: General Principles

5. Control Period or Review Period:

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be upto 31st March 2027 from the date of gazette notification of these Regulations:

Provided that the Tariff determined as per these Regulations for the RE Projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the 'Useful Life' as specified in these Regulations:

Provided further that 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.

6. Generic Tariff :

The Generic Tariff shall be determined by the Commission at the beginning of the Control Period in accordance with these Regulations for the following types of Renewable Energy Projects:

- a. Small Hydro Power Projects
- b. Biomass Power Projects with Rankine Cycle Technology
- c. Bagasse based Cogeneration Project
- d. Biogas based Power Project
- e. MSW based Power Projects

Provided that the Generic Tariff determined by the Commission shall be applicable for such RE Project of the same type commissioned during the Control Period of these Regulations and shall remain valid for the tariff period.

7. Project Specific Tariff:

- a) Project Specific Tariff, on case-to-case basis, shall be determined by the Commission for the following types of Renewable Energy Projects having capacity below threshold limit of eligibility for participation in Tariff based competitive bidding: -
 - i. Solar PV Power Projects;
 - ii. Solar Thermal Power Projects;
 - iii. Wind Power Projects
 - iv. Biomass Gasifier based Projects;
 - v. Solar Wind Hybrid Projects;
 - vi. Renewable Energy with Storage Projects; and
 - vii. Projects based on Technologies and Renewable Energy Sources as may be approved

by the MNRE in future.

- b) Financial and operational norms specified in **Chapter 2** of these Regulations, except for Capital Cost, shall be the ceiling norms while determining the Project Specific Tariff.

8. Petition and Proceedings for determination of Tariff:

8.1 The Commission shall determine the Generic Tariff on the basis of Suo-Motu petition preferably at the beginning of the Control Period for Renewable Energy Technologies for which norms have been specified under the Regulations.

8.2 A petition for determination of Project Specific Tariff shall be accompanied by such Fee as specified in MPERC (Fees, Fine and Charges) (Revision-II) Regulations, 2024 as amended from time to time and shall be accompanied by:

- a) Information in Forms 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 as the case may be, as appended to these Regulations ;
- b) Detailed Project Report outlining technical and operational details, site specific aspects, basis for Capital Cost, detailed break-up of Capital Cost and financing plan;
- c) A statement of all applicable terms and conditions and anticipated expenditure for the period for which Tariff is to be determined;
- d) A statement containing details of the calculation of any Grant, Subsidy, or Incentive received, due or assumed to be due from the Central Government or State Government or both. This statement shall also include the proposed Tariff calculated without such Subsidy or Incentive;
- e) Consent from the beneficiary for procurement of power from Renewable Energy Project at a Tariff approved by the Commission, in the form of an initialled Power Purchase Agreement or Memorandum of Understanding; and
- f) any other information directed by the Commission.

8.3 The proceedings for determination of Tariff shall be in accordance with the MPERC (Conduct of Business) (Revision-I) Regulations, 2016 as amended from time to time.

9. Tariff Structure:

The Tariff for Renewable Energy Technologies shall be a Single Part Tariff consisting of the following Fixed Cost components:

- (a) Capital Cost;
- (b) Return on Equity;
- (c) Interest on Loan Capital;
- (d) Depreciation;
- (e) Interest on Working Capital; and

(f) Operation and Maintenance expenses:

Provided that, for Renewable Energy technologies having fuel cost component, like Biomass/Bagasse/Biogas/ etc., Single Part levelised Tariff with two components viz fixed cost component and fuel / variable cost component shall be determined.

10. Tariff Design:

- a) The Generic Tariff shall be determined on a levelised basis for the Tariff Period of the Project, provided that, for RE Projects having a Single-Part Tariff with two components, the Tariff shall be determined on a levelised basis for the Tariff Period, considering the Fixed Cost and Variable Cost components.
- b) For the purpose of Levelised Tariff computation, a discount factor equivalent to the post-tax weighted average cost of capital shall be considered.
- c) The above principles shall also apply for Project Specific Tariffs.

11. Treatment for Over generation

In case a Renewable Energy Project, in a given year, generates energy in excess of the Capacity Utilization Factor or Plant Load Factor, as the case may be specified under these Regulations, the Renewable Energy Project may sell such excess energy to any entity, provided that the first right of refusal for such excess energy shall vest with the concerned Distribution Licensee. In case the concerned Distribution Licensee purchases the excess energy, the Tariff for such excess energy shall be equal to the 75% of the Tariff determined by the Commission for the particular technology.

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

- 12.1** The Biomass Power generating station and Bagasse-based Cogeneration Power Projects shall be subjected to Scheduling and Despatch Principles as per provisions under MPERC (Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy) (Revision II) Regulations 2021 and the subsequent amendments thereof in line with Madhya Pradesh Electricity Grid Code, 2024 and the subsequent amendments thereof.
- 12.2** Wind Power generation plants where the sum of generation capacity of such plants connected at the connection point to the Transmission or Distribution system is 10 MW and above and connection point is 33 KV and above shall be subjected to Scheduling and Despatch Code as specified under MPERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement Mechanism and related matters of Wind and Solar generating stations) Regulations, 2018. {G-44 of 2018} and amendments thereof.
- 12.3** Solar generating plants with capacity of 5 MW and above and connected at the connection point of 33 KV level and above shall be subjected to Scheduling and Despatch Code as specified under MPERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement Mechanism and related matters of Wind and Solar generating stations) Regulations, 2018. {G-44 of 2018} and amendments thereof.
- 12.4** The applicability of Merit Order Despatch for RE Power Projects shall be governed as per the provisions under MPERC (Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy) (Revision II) Regulations 2021 and subsequent amendments thereof.

Chapter 2: Financial Principles

13. Capital Cost:

The norms for the Capital Cost as specified in the subsequent technology specific chapters shall be inclusive of all capital works including plant and machinery, civil work, erection and commissioning, financing and interest during construction, and evacuation infrastructure upto 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.

Capital Cost of RE Projects as specified for first year of the Control Period shall remain valid for entire duration of the Control period unless reviewed by the Commission.

14. Debt-Equity Ratio:

14.1 For Suo-Motu determination of Generic Tariff, the Debt-Equity ratio shall be considered as 70:30.

14.2 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.

15. Loan and Finance Charges:

15.1 Loan Tenure:

For the purpose of determination of Tariff, Loan Tenure of 15years shall be considered.

15.2 Interest Rate:

- (a) The quantum of Loan arrived at as specified above shall be considered as the gross normative Loan for computation of the interest on Loan.
- (b) The normative Loan outstanding as on 1st April of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to 31st March of the previous year from the gross normative Loan.
- (c) For the purpose of computation of Tariff, the average SBI Marginal Cost of Funds-based Lending Rate ('MCLR') one year tenure prevalent during last six months plus 200 basis points, shall be considered as the normative interest rate:

Notwithstanding any moratorium period availed, the repayment of Loan shall be considered from the first year of Commercial Operation of the Project and shall be

equal to the annual Depreciation allowed.

16. Depreciation:

- 16.1** The value base for the purpose of Depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission. 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:

Provided that no Depreciation shall be allowed to the extent of Grant or Capital Subsidy received for the Project.

- 16.2** Depreciation rate of 4.67% per annum shall be considered for the first 15 years and the remaining Depreciation shall be evenly spread during the remaining Useful Life of the Project.

- 16.3** Depreciation shall be computed from the first year of Commercial Operation:

Provided that, for determination of Project Specific Tariff, in case of Commercial Operation of the Project for part of the year, Depreciation shall be computed on a pro rata basis

17. Return on Equity:

- 17.1** The value base for the Equity shall be 30% of the Capital Cost or actual Equity (in case of Project Specific Tariff determination) as determined under Regulation 14.

- 17.2** The normative Return on Equity for Renewable Energy Projects other than Small Hydro Projects shall be 14%, and that for the Small Hydro Projects shall be 14.5%. The normative Return on Equity shall be grossed up by the latest available notified Minimum Alternate Tax (MAT) rate for the first 20 years of the Tariff Period and by the latest available notified Corporate Tax rate for the remaining Tariff Period.

18. Interest on Working Capital:

- 18.1** The Working Capital requirement in respect of Wind Energy Projects, Small Hydro Power, Solar PV, Solar Thermal, Wind – Solar Hybrid Power Projects, MSW based Power Project and Renewable Energy with Storage Projects shall be computed in accordance with the following provisions:

- a) Operation & Maintenance Expenses for one month;
- b) Receivables equivalent to 45 days of Tariff for sale of electricity calculated on normative Capacity Utilization Factor (CUF) or Plant Load Factor (PLF) as the case may be; and
- c) Maintenance Spares equivalent to 15% of Operation and Maintenance Expenses.

- 18.2** The Working Capital requirement with respect to Biomass Power Projects with Rankine Cycle Technology, Biogas Power Projects, Biomass Gasifier based Power

Projects and Bagasse Co-generation Projects shall be computed in accordance with the following provisions:

- a) Fuel Costs for four months equivalent to normative PLF;
- b) Operation & Maintenance Expense for one month;
- c) Receivables equivalent to 45 days of Tariff for sale of electricity calculated on normative Capacity Utilization Factor (CUF) or Plant Load Factor (PLF) as the case may be and;
- d) Maintenance Spares @ 15% of Operation and Maintenance Expenses.

18.3 In the case of Solar Wind Hybrid Projects, the Working Capital requirement shall be the sum of the Working Capital requirement determined as per norms applicable for Renewable Energy Sources in proportion to their rated capacity in the Project.

18.4 Interest on Working Capital shall be at an interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred and twenty-five (325) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds-based Lending Rate (MCLR) (one-year tenure) prevalent during the last available six months.

19. Operation and Maintenance Expenses:

19.1 'Operation and Maintenance or O&M Expenses' shall comprise of Repairs and Maintenance (R&M), Establishment including Employee Expenses and Administrative & General Expenses.

19.2 Operation and Maintenance Expenses shall be determined based on normative O&M expenses as specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first year of Control Period.

19.3 Normative O&M Expenses allowed during the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25, under these Regulations, shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the Tariff Period.

20. Rebate

20.1 For payment of bills of the Project Entity through Revolving and Valid Letter of Credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills, a Rebate of 1.5% on bill amount shall be allowed.

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

20.2 Where payments are made on any day after 5 days of presentation of bills but within a period of one month from presentation of bills by the Project Entity, a Rebate of 1% shall be allowed.

21. Late Payment Surcharge

In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a Late Payment Surcharge as specified in the Ministry of Power, Government of India - Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the Generating Company.

22. Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) Benefits:

The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under Clean Development Mechanism 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 shall 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 Capital Subsidy/Grant/ Incentive offered by the Central or State Government, including accelerated Depreciation benefit if availed by the Generating Company for the Renewable Energy Power Plant, while determining Tariff under these Regulations:

Provided that in case the Central or State Government through a notification specifically provides for any generation based Incentive over and above Tariff, the same shall not be factored in while determining the Tariff.

24. Treatment for Cess, Duties and Water Charges / Statutory charges

Tariff determined under these Regulations shall be exclusive of Cess and Duties on generation, sale of electricity as may be levied by the State Government:

Provided that the Cess and Duties as may be levied by the State Government shall be allowed as pass through on actual incurred basis:

Provided further that in case of Hydro Projects, the Water Charges as levied by the State Government shall not be factored in the Tariff. The generator shall pay them separately and the same shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

Chapter 3: Technology Specific Parameters for Small Hydro Projects

25. Capital Cost:

25.1 The normative Capital Cost for Small Hydro Projects during the first year of the Control Period, i.e. the Financial Year 2024-25, shall be as follows:

Project Size	Capital Cost (Rs. in Lakh/ MW)
Below 5 MW	820
5 MW to 25 MW	801

25.2 The Capital Cost for Small Hydro Projects as specified for the first year of the Control Period shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

26. Capacity Utilisation Factor:

The CUF for Small Hydro Projects shall be 30%.

27. Auxiliary Consumption:

Normative Auxiliary Consumption for the Small Hydro Projects shall be 1.0%.

28. Operation and Maintenance Expenses:

28.1 Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25 shall be equal to 3% of the Project Cost.

28.2 Normative O&M Expenses allowed at the commencement of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25 under these Regulations, shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for the balance 'Useful Life' of the Project for the purpose of determination of Tariff.

Chapter 4: Technology Specific Parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology

29. Capital Cost:

The normative Capital Cost of for Biomass-based Power Projects having Water-cooled Condenser shall be Rs. 5.95Cr/MW and for Biomass-based Power Projects having Air-cooled Condenser shall be Rs 6.07 Cr/MW for Tariff determination for the Control Period.

30. Plant Load Factor:

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

31. Auxiliary Consumption:

The normative Auxiliary Consumption shall be as follows:

- a. For Projects using Water-cooled Condenser: 10%.
- b. For Projects using Air-cooled Condenser: 12%.

32. Station Heat Rate (SHR):

The Station Heat Rate (SHR) shall be as follows:

- (i) For Projects using Travelling Grate Boilers: 4200 k Cal/kWh.
- (ii) For Projects using AFBC Boilers: 4125 k Cal/kWh.

33. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25, shall be fixed at 6% of the Project Cost during first year of operation with an annual escalation at the rate of 5.89% for the Tariff period.

34. Fuel Mix:

The Biomass Power Plant shall be designed in such a way that it uses different types of Non-Fossil Fuels (except Bagasse) 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.

35. Use of Fossil Fuel:

The use of Fossil Fuels (coal) shall not be permitted.

36. Gross Calorific Value(GCV):

The Gross Calorific Value (GCV) of the Biomass Fuel used (except Bagasse) for the purpose of determination of Tariff shall be at the rate of 3100 kCal/kg.

37. Specific Fuel Consumption

Specific Fuel Consumption of 1.35 kg/kWh shall be considered for Tariff determination purpose in this Control Period.

38. Fuel Cost:

Biomass Fuel Price during the first year of operation shall be Rs 3705 / MT for FY 2024-25 and same shall be escalated at the rate of 3.45% per annum from 2nd year onwards for determination of Levellized Tariff for the Biomass based Power Projects to be commissioned in this Control Period.

Chapter 5: Technology Specific Parameters for Bagasse based Cogeneration Projects

As defined in the Electricity Act, 2003, Cogeneration means a process which simultaneously produces two or more forms of useful energy (including electricity). In Bagasse-based Cogeneration Projects, the Bagasse is burnt to produce Steam. This Steam is used in production of Sugar as a Primary process. Also, it is used to run the Turbine generator to produce electricity as a Secondary process. The Sugar Industry uses the electricity so produced for its own consumption and Surplus Energy, if any, will be available for sale either to Third Party or to the Grid.

In case DISCOM is willing to purchase such surplus power, same shall be purchased as per the Tariff determined by the Commission during the Control Period.

39. Capital Cost:

Normative Capital Cost for the Bagasse-based Cogeneration Projects shall be Rs. 471 lakhs/MW for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25 and will remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

40. Plant Load Factor (PLF):

The Plant Load Factor (PLF) for the purpose of determination of Tariff shall be 53%.

41. Auxiliary Consumption:

The Auxiliary Power Consumption Factor shall be 8.5% of the gross generation for the Control Period for the purpose of determination of Tariff.

42. Station Heat Rate(SHR):

The Station Heat Rate (SHR) for Bagasse-based Cogeneration Projects shall be 3600 kCal/kWh.

43. Operation and Maintenance Expenses (O & M Expenses):

Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25, shall be fixed at 3% of Project Cost during first year of operation with an annual escalation of 5.89%.

44. Gross Calorific Value (GCV):

The Gross Calorific Value (GCV) of the Bagasse based fuel for the purpose of determination of Tariff shall be at the rate of 2250 kCal/kg.

45. Fuel Cost:

The price of Bagasse for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25, shall be equal to the 50% of the Administered Price (Fair and Remunerative Price-FRP) of Sugarcane declared for FY 2024-25 with an escalation of 3.45 % per annum from 2nd year onwards for determination of Levellized Tariff for the Bagasse-based Power Projects to be commissioned in this Control Period.

46. Specific Fuel Consumption

Specific Fuel Consumption of 1.6 kg/kWh shall be considered for Tariff determination purpose in this Control Period.

47. Use of Fossil Fuel:

The use of fossil fuels (coal) shall not be permitted.

Chapter 6: Technology Specific Parameters for Biogas based Power Projects**48. Technology Aspects:**

The norms for Tariff determination specified hereunder are for Grid connected Biogas-based Power Projects that use 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology using 40% Cow dung/Manure, and 60% Agricultural crop residue.

49. Capital Cost:

The normative Capital Cost for such Biogas-based Power Project shall be Rs. 1354 Lakh/MW for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25 and shall remain valid for the entire duration of the Control Period unless reviewed earlier by the Commission.

50. Plant Load Factor (PLF):

Plant Load Factor (PLF) shall be considered as 90% for the determination of Tariff.

51. Auxiliary Consumption:

The Auxiliary Power Consumption Factor shall be 10% for determination of Tariff.

52. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

Normative O&M Expenses for the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25 shall be fixed at 4% of Capital Cost and shall be escalated at the rate of 5.89% per annum for the Tariff Period.

53. Specific Fuel Consumption:

Normative Specific Fuel Consumption shall be 2.61 kg/kWh for the Tariff determination purpose for Control Period considering the fuel mix considered for the State.

54. Fuel Cost:

Feedstock price during the first year of the Control Period, i.e. Financial Year 2024-25, shall be Rs. 1260 /MT and shall be escalated at the rate of 3.45% per annum from 2nd year onwards for determination of Tariff for the Biogas-based Power Projects to be commissioned in this Control Period.

55. Income from Manure

The income from the Manure / by-product recovery shall be considered as 10% of the Feedstock cost. This income is set off against the Fuel Cost during the determination of Tariff.

Chapter 7: Technology Specific Parameters for Municipal Solid Waste Power Projects

56. Technology Aspects

The norms for Tariff determination specified hereunder are for MSW based Power Projects using Incineration Technology and complying with the emission standards specified in Solid Waste Management Rules, 2016 shall be considered.

57. Capital Cost:

The normative Capital Cost for the Municipal Solid Waste Power Projects shall be Rs.1871 Lakh/MW during the Control Period.

58. Plant Load Factor (PLF):

The Plant Load Factor (PLF) for the purpose of determination of Tariff shall be:

- a) During the first year of Operation: 65%
- b) From 2nd Year onwards : 75%

59. Auxiliary Consumption:

The Auxiliary Power Consumption Factor shall be 15% for the determination of Tariff.

60. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

Normative O&M expenses for the first year of Operation during the Control period shall be fixed at 5% of the Capital Cost and shall be escalated at the rate of 5.89% per annum during the balance useful life of the Project.

61. Other Costs:

The Capital Cost is inclusive of the cost towards plant and machinery (including pre-processing equipment), therefore fuel cost in such Projects shall not be considered. Accordingly, related norm like Station Heat Rate, Fuel cost escalation, Gross Calorific Value etc. are not applicable.

Chapter 8: Technology Specific Parameters for Solar Photovoltaic Power Projects

62. 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 the technologies such as Crystalline Silicon or Thin Film etc. as may be approved by MNRE.

63. Capital Cost:

The Commission shall determine only Project Specific Capital Costs considering the prevailing market trends.

64. Capacity Utilisation Factor (CUF):

The Commission shall only approve Capacity Utilisation Factors (CUFs) for Project Specific Tariffs:

Provided that the minimum Capacity Utilization Factor (CUF) for Solar PV Power Projects shall be 21%:

Provided further that the minimum Capacity Utilisation Factor (CUF) for Floating Solar Projects shall be 19%.

65. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

The Commission shall determine only Project Specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

66. Auxiliary Consumption:

The Commission shall only approve Auxiliary Consumption for Project Specific Tariffs:

Provided that the maximum Auxiliary Consumption for Solar PV Power Projects shall be 0.75%:

Provided further that the maximum Auxiliary Consumption for the Floating Solar Projects shall be 0.75%.

Chapter 9: Technology Specific Parameters for Solar Thermal Power Projects**67. Technology Aspects:**

Norms for Solar Thermal Power Projects under these Regulations shall be applicable for Concentrated Solar Power (CSP) technologies viz. Line Focusing, or Point Focusing, as may be approved by MNRE, and 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.

68. Capital Cost:

The Commission shall determine only Project Specific Capital Costs considering the prevailing market trends.

69. Capacity Utilisation Factor (CUF):

The Commission shall only approve Capacity Utilization Factors (CUFs) for Project Specific Tariffs:

Provided that the minimum Capacity Utilization Factor (CUF) for Solar Thermal Power Projects shall be 23%.

70. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

The Commission shall determine only Project Specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

71. Auxiliary Consumption:

The Commission shall only approve Auxiliary Consumption for Project Specific Tariffs:

Provided that the maximum Auxiliary Consumption for Solar Thermal Power Projects shall be 10%.

Chapter 10: Technology Specific Parameters for Wind Energy

72. Capital Cost:

The Commission shall determine only Project Specific Capital Cost considering the prevailing market trends. If required, the Commission shall take opinion of an expert organization to ascertain financial prudence of the cost proposed by the petitioner.

73. Capacity Utilisation Factor (CUF):

73.1 CUF norms for this Control Period shall be as follows:

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

73.2 The Annual Mean Wind Power Density specified in Sub-regulation 73.1 above shall be measured at 100-meter hub-height.

73.3 Wind Power Projects shall be classified into particular Wind Zone Site as per MNRE guidelines for Wind measurement. Based on validation of Wind mast by National Institute of Wind Energy, State Nodal Agency should certify zoning of the proposed wind farm complex.

73.4 The M.P. Power Management Co. Ltd. shall invariably provide monthly data of generation of units by the Wind Electric Generators Projects to the Commission by 20th of each month following the month of generation.

74. Operation and Maintenance (O & M) Expenses:

The Commission shall determine Project specific O&M expenses based on the Prevailing Market Information only.

Chapter 11: Technology Specific Parameters for Biomass Gasifier Based Power Project

75. Technology Aspects:

Norms for Biomass Gasifier based Power Projects under these Regulations shall be applicable for the Projects using 100% Producer Gas Engine, coupled with Gasifier Technologies approved by MNRE.

76. Capital Cost:

The Commission shall determine only Project Specific Capital Costs considering the prevailing market trends.

77. Plant Load Factor (PLF):

The Commission shall only approve Plant Load Factor (PLF) for Project Specific Tariffs:

Provided that the minimum Plant Load Factor for Biomass Gasifier Power Projects shall be 85%.

78. Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses):

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

79. Auxiliary Consumption:

The Commission shall only approve Auxiliary Consumption for Project Specific Tariffs:

Provided that the maximum Auxiliary Consumption for Biomass Gasifier based Power Projects shall be 10%.

Chapter 12: Technology Specific Parameters for Wind – Solar Hybrid Energy Projects

80. Capital Cost:

The Capital Cost shall be determined on a Project Specific basis considering the prevailing market trends.

81. Capacity Utilization Factor (CUF):

The Commission shall determine only Project Specific Capacity Utilisation Factor in respect of Wind-Solar Hybrid Power Projects taking into consideration the proportion of rated capacity of each Renewable Energy Source, as the case may be and Applicable Capacity Utilisation Factor for such Renewable Energy Source, as the case may be:

Provided that the minimum Capacity Utilization Factor for Wind-Solar Hybrid Power Projects shall be 30% when measured at the Inter-Connection Point, where the energy is injected into the Grid.

82. Operation and Maintenance (O&M) expenses:

The Commission shall determine only Project Specific O&M Expenses considering the prevailing market trends.

83. Tariff :

The Tariff for Wind-Solar Hybrid Power Project shall be a Composite Levellised Tariff for the Project as a whole by factoring in the Tariff components up to the minimum of the Useful Life of the RE Technologies combined for such Project:

Provided that, in case any of the RE Technologies combined for RE Hybrid Project is left with further Useful Life, the Levellised Tariff for remaining Useful Life of such RE Technology shall be determined separately, by factoring in the Tariff components for the remaining Useful Life.

Chapter 13: Technology Specific Parameters for Renewable Energy with Storage Projects

84. Capital Cost:

The Commission shall determine only Project Specific Capital Costs for Renewable Energy with Storage Projects considering the prevailing market trends.

85. Storage Efficiency:

85.1 The Commission shall approve the Storage Efficiency only for Project Specific Tariffs:

Provided that the minimum Efficiency for Storage based on the Technology of Solid – state Batteries shall be 80%:

Provided further that the minimum efficiency for Storage based on the Technology of Pumped Storage shall be 75%.

85.2 Efficiency of the Storage component of Renewable Energy with a Storage Project shall be measured as the ratio of Output Energy received from Storage and Input Energy supplied to the Storage component of such Project on an annual basis.

86. Operation and Maintenance (O&M) expenses:

The Commission shall determine only Project Specific O&M expenses considering the prevailing market trends.

87. Tariff determination for Energy Storage:

The Tariff for Renewable Energy with Storage Project shall be a Composite Tariff or Differential Tariff based on the Time of Day, determined for energy supplied from the Project, including the energy supplied from the storage facility:

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

Chapter 14: Miscellaneous**88. 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.

89. Power to Amend:

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 amend any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

90. Power to Relax:

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

91. Power to Remove Difficulty:

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

92. Repeal and Saving:

92.1 The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination of energy from Renewable Energy Sources) Regulations, 2017 {G-43 of 2017}" notified on 07.07.2017 and read with amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby superseded.

92.2 Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary for ends of justice to meet or to prevent abuses of the process of the Commission.

92.3 Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

92.4 Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By order of the Commission,
UMAKANTA PANDA, Commission Secy.

FORM 1.1 Form Template for (Solar PV , Solar thermal , Wind Power, Hybrid)

Sl No.	Assumption Head	Sub Head	Sub Head- 2	Unit	Assumption
					Upto 1 Mw
1.	Power Generation	Capacity			
			Installed Power Generation Capacity	Mw	
			Capacity Utilization Factor	%	
			Auxiliary Consumption	%	
			Useful Life	Years	
2.	Project Cost	Capital Cost/ Mw	Power Plant Cost	• Lakhs / Mw	
3.	Period		Tariff Period	Years	
4.	Sources Of Fund	Debt: Equity			
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	• Lakhs	
			Total Equity Amount	• Lakhs	
		Debt Component			
			Loan Amount	• Lakhs	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (Include Moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity Component			
			Equity Amount	• Lakhs	
			Return On Equity For First Project Life	%Pa	
			Discount Rate		
5.	Financial Assumptions				
		Fiscal Assumption	Income Tax	%	
		Depreciation			
			Allowed Depreciation	%	
			Depreciation Rate For First 13 Years	%	
			Depreciation Rate 14th Year Onwards	%	
		Incentive	Generation Based Incentive If Any	• Lakhs	
			Period For Gbi	Years	
6.	Working Capital	For Fixed Charges			
		O&M Charges		Months	
		Maintenance Spare	(% Of O&M Expenses)		
		Receivables For Debtors		Months	
		Interest On Working Capital		%	
7.	Operation & Maintenance	O&M Expenses		• Lakhs	

		(17-18)			
		Total O&M Expenses Escalation		%	
8.	Generation And Sale Of Energy			Hrs	
		Total No. Of Hours			

Form 1.2 Form Template for (Biomass gasifier Projects)

Sl No.	Assumption Head	Sub Head	Sub Head- 2	Unit	Assumption
					Upto 1 Mw
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	Mw	
			Auxiliary Consumption Factor	%	
			Plf(During Stabilisation For 6 Month)	%	
			Plf(During First Year After Stabilisation)	%	
			Plf(Second Year Onwards)	%	
			Commercial Operation Date	Mm/Yyyy	
			Useful Life	Years	
2.	Project Cost	Capital Cost/ Mw	Normative Capital Cost	• Lakhs/ Mw	
			Capital Cost	• Lakhs	
			Capital Subsidy, If Any,	• Lakhs	
			Net Capital Cost	• Lakhs	
3.	Sources Of Fund	Debt: Equity	Tariff Period	Years	
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	• Lakhs	
			Total Equity Amount	• Lakhs	
		Debt Component	Loan Amount	• Lakhs	
			Moratorium Period	Years	
			Repayment Period (Include Moratorium)	Years	
		Equity Component	Equity Amount	• Lakhs	
			Return On Equity For First Project Life	%Pa	
Discount Rate (Equivalent To Wacc)	%				
4.	Financial Assumptions	Fiscal Assumption	Income Tax	%	
		Depreciation	Depreciation Rate (Power Plant)		
			Depreciation Rate For First 13 Years	%	
		Incentive	Generation Based Incentive If Any	• Lakhs	
			Period For Gbi	Years	
5.	Working Capital	For Fixed Charges	(% Of O&M Expenses)		
		O&M Charges		Months	
		Maintenance Spare			
		Receivables For Debtors		Months	
		For Variable Charges			

		Interest On Working Capital		%	
6.	Operation & Maintenance	O&M Expenses		• Lakhs	
		O&M Expenses Escalation		%	
7.	Generation And Sale Of Energy	Total No. Of Hours		Hrs	
8.	Fuel Related Assumptions	Heat Rate	During Stabilisation Period	Kcal/Kwh	
			After Stabilisation Period	Kcal/Kwh	
		Fuel	GCV Of Biomass fuel	Kcal/Kg	
			Fuel Price /Yr-1	Rs/MT	
			Fuel Price Escalation Factor		

