रजिस्ट्री सं. डी.एल.- 33004/99 REGD. NO. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-23072020-220656
CG-DL-E-23072020-220656

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग I—खण्ड 1
PART I—Section 1
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 175] नई दिल्ली, बुधवार, जुलाई 22, 2020/आषाढ़ 31, 1942
No. 175] NEW DELHI, WEDNESDAY, JULY 22, 2020/ASHADHA 31, 1942

विद्युत मंत्रालय

संकल्प

नई दिल्ली, 22 जुलाई, 2020

कोयला आधारित तापीय विद्युत परियोजनाओं से परिपूरित ग्रिड संबद्ध अक्षय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं से चौबीसों घंटे (राउंड द क्लॉक) विद्युत क्रय करने के लिए टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया के लिए दिशानिर्देश

सं. 23/05/2020-आरएण्डआर.**—1 प्रस्तावना**

1.1 पृष्ठभूमि

1.1.1 ग्रिड संबद्ध सौर विद्युत की सुगमता के लिए राष्ट्रीय सौर मिशन के प्रथम चरण में "बंडलिंग" की एक योजना का प्रावधान था, जिसमें कि उस समय की अपेक्षाकृत महंगी सौर विद्युत को एनटीपीसी के कोयला आधारित केन्द्रों पर भारत सरकार (विद्युत मंत्रालय) के अनाबंटित कोटा से उत्पन्न सस्ती तापीय विद्युत के साथ शामिल (बंडल) किया जाना था।

1.1.2 भारत सरकार के हस्तक्षेप से, सौर पार्क के माध्यम से भूमि और पारेषण की अग्रिम व्यवस्था, हरित ऊर्जा कॉरिडोर, जोखिम वितरण और मुआवजे के लिए व्यापक व्यवस्था के साथ 25 वर्षों के लिए एक सुरक्षित और मानकीकृत पीपीए, भुगतान सुरक्षा इत्यादि करके सौर और पवन विद्युत से जुड़े जोखिमों को कम किया गया है।

1.1.3 अक्षय ऊर्जा क्षेत्र में इस प्रकार से जोखिम को कम करने के साथ-साथ प्रौद्योगिकियों के उन्नयन और बड़े पैमाने की किफायतता से सौर और पवन विद्युत क्षेत्र में टैरिफ को नीचे लाया गया है जिसके कारण देश में सौर और पवन क्षमता की स्थापना में तेजी आई है।

1.1.4 तथापि, अक्षय ऊर्जा की अनिरंतर और अप्रत्याशित प्रकृति होने और पारेषण प्रणाली की कम क्षमता उपयोग होने की समस्या का समाधान किए जाने की जरूरत है। यह समस्या बड़े पैमाने पर अक्षय क्षमता जोड़े जाने से और बढ़ेगी। अनिश्चित प्रकृति की विद्युत का प्रबंधन करने के लिए बिजली वितरण कंपनियाँ (डिस्कॉम) संतुलन विद्युत खरीद रही हैं ताकि ग्रिड स्थिरता प्रदान की जा सके और अक्षय ऊर्जा की अनुपलब्धता के समय/अवधि के दौरान आवश्यकताओं की पूर्ति की जा सके।

1.1.5 अक्षय ऊर्जा क्षेत्र में विकास और ऊर्जा की अनिरंतरता, सीमित समय के लिए आपूर्ति और पारेषण अवसंरचना का कम क्षमता में उपयोग होने के मामले का समाधान निकालने की आवश्यकता, "बंडलिंग" का मामला प्रस्तुत करता है, जिसमें कि कोयला आधारित तापीय विद्युत को अक्षय ऊर्जा के साथ बंडल किया जाता है और वितरण कंपनी (डिस्कॉम) को चौबीसों घंटे (राउंड द क्लॉक) बिजली प्रदान की जाती है। दूसरे शब्दों में, तापीय विद्युत का उपयोग अक्षय ऊर्जा को संतुलित करने और डिस्कॉम को चौबीसों घंटों (राउंड द क्लॉक) बिजली प्रदान करने के लिए किया जा सकता है जिससे वितरण कंपनियों को विद्युत के संतुलन की जरुरत छुटकारा से छुटकारा मिलेगा ।

1.1.6 विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 61 और 62 के तहत उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ विनियमन और उत्पादन, पारेषण, व्हीलिंग और बिजली की खुदरा बिक्री के लिए टैरिफ के निर्धारण का प्रावधान है। इसके अलावा अधिनियम की धारा 63 के तहत प्रावधान है कि:-

"धारा 62 में निहित किसी बात के होते हुए भी, यदि केन्द्रीय सरकार द्वारा, जारी दिशानिर्देशों के अनुसार पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से टैरिफ निर्धारित किया गया है तो उपयुक्त आयोग ऐसे टैरिफ को अपनाएगा।"

1.1.7 भारत में विद्युत उपयोग में प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देना, विद्युत अधिनियम, 2003 ('अधिनियम') के प्रमुख उद्देश्यों में शामिल है। विद्युत खरीद लागत वितरण लाइसेंसधारकों के लिए सबसे बड़ा लागत घटक है। वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा बिजली की प्रतिस्पर्धात्मक खरीद किए जाने से विद्युत की खरीद की समग्र लागत कम होने की संभावना है और इससे विद्युत बाजारों में विकास हो सकेगा। अंतर्राष्ट्रीय तौर पर, खुदरा बिजली बाजारों में प्रतिस्पर्धा होने से बिजली की कीमतों में कमी आई है और इससे उपभोक्ताओं को काफी लाभ हुआ है।

1.1.8 ये दिशानिर्देश टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से कोयला आधारित तापीय विद्युत परियोजनाओं से परिपूरित/संतुलित ग्रिड संबद्ध अक्षय ऊर्जा विद्युत परियोजनों से चौबीसों घंटे (राउंड द क्लॉक) विद्युत प्राप्त करने के लिए अधिनियम की धारा 63 के तहत जारी किए जा रहे हैं।

1.2 उद्देश्य

1.2.1 इन दिशानिर्देशों के विशिष्ट उद्देश्य इस प्रकार हैं:-

(क) कोयला आधारित तापीय विद्युत से परिपूरित/संतुलित अक्षय ऊर्जा स्रोतों के जरिए डिस्कॉम को चौबीसों घंटे (आरटीसी) विद्युत प्रदान करना।

(ख) अक्षय ऊर्जा क्षमता में वृद्धि करने और डिस्कॉम की अक्षय खरीद बाध्यता (आरपीओ) की आवश्यकता को पूरा करने के लिए सुविधा प्रदान करना ।

(ग) विभिन्न हितधारकों के बीच उपयुक्त जोखिम हिस्सेदारी के साथ खुली प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के आधार पर एक पारदर्शी, निष्पक्ष, मानकीकृत खरीद फ्रेमवर्क प्रदान करना ताकि उपभोक्ता के हित में प्रतिस्पर्धी कीमतों पर विद्युत की खरीद हो सके, परियोजनाओं की बैंक ग्राह्यता में सुधार हो और निवेशकों के लिए उचित प्रतिफल सुनिश्चित हो सके; तथा

(घ) विद्युत की अंतर-राज्य/अन्तरा-राज्य, दीर्घावधिक, बिक्री – खरीद के लिए एक समूहक (एग्रीगेटर)/ट्रेडर के रूप में एक मध्यवर्ती खरीदार के लिए फ्रेमवर्क प्रदान करना।

2. दिशानिर्देशों का दायरा

2.1 दिशानिर्देशों की प्रासंगिकता

2.1.1 ये दिशानिर्देश विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के प्रावधानों के तहत, प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के जरिए आईएसटीएस संबद्ध कोयला आधारित तापीय विद्युत परियोजनाओं ('तापीय परियोजनाओं') की विद्युत से

परिपूरित/संतुलित आईएसटीएस ग्रिड संबद्ध अक्षय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं ('अक्षय ऊर्जा परियोजनाओं') से 'खरीदार' द्वारा चौबीसों घंटे बिजली की दीर्घावधिक खरीद के लिए जारी किए जा रहे हैं।

2.2 स्पष्टीकरण

(क) 'सौर': इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी 'सौर' शब्द का प्रयोग हुआ है, वह सौर प्रकाशवोल्टीय (पीवी) प्रौद्योगिकी अथवा ऐसी प्रौद्योगिकी पर आधारित विद्युत संयंत्र के संदर्भ में होगा।

(ख) 'अक्षय ऊर्जा (आरई) विद्युत': इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी 'आरई विद्युत' अक्षवा 'अक्षय ऊर्जा विद्युत' शब्द का प्रयोग हुआ है, वह इन दिशानिर्देशों के तहत बोली प्रक्रिया के अनुसरण में चालू की गई ऊर्जा भंडारण प्रणाली (ईएसएस) के साथ अथवा उसके बिना, सौर विद्युत उत्पादन प्रणालियों, पवन विद्युत उत्पादन प्रणालियों अथवा तत्संबंधी सम्मिश्रण के संदर्भ में होगा। यह स्पष्ट किया जाता है कि अक्षय ऊर्जा विद्युत के अलावा अन्य स्रोत का उपयोग करके चार्ज की गई ऊर्जा भंडारण प्रणाली (ईएसएस) को आरई विद्युत के रूप में नहीं माना जाएगा।

(ग) 'तापीय विद्युत':

(i) इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी 'तापीय विद्युत' शब्द का प्रयोग हुआ है, वह कोयला आधारित तापीय विद्युत उत्पादन प्रणालियों से विद्युत के संदर्भ में होगा। ऐसी उत्पादन प्रणालियों में ऐसे तापीय विद्युत संयंत्र शामिल होंगे, जो बोलियाँ जारी होने से पूर्व ही आंशिक रूप से अथवा पूर्ण रूप से चालू किए जा चुके हैं अथवा बोलियां जारी होने के समय निर्माणाधीन हैं, लेकिन उनके पास ऐसी अतिरिक्त उत्पादन क्षमता है, जो इन दिशानिर्देशों के तहत चौबीसों घंटे विद्युत की दीर्घावधिक आपूर्ति के लिए उपलब्ध कराई जा सकती है।

(ii) घरेलू और आयातित, दोनों कोयले पर आधारित तापीय विद्युत परियोजनाएँ भाग ले सकती हैं। तथापि, क्या ईंधन के रूप में घरेलू कोयला है या आयातित कोयला है, इसे आरएफएस दस्तावेज में स्पष्ट रूप से विनिर्दिष्ट किया जाना जरूरी है।

(iii) उपरोक्त क्लॉज 2.1.2(ग)(i) में संदर्भित **'अतिरिक्त क्षमता'** किसी तापीय विद्युत उत्पादन प्रणाली की वह क्षमता है, जो किसी विद्युत आपूर्ति प्रतिबद्धताओं अथवा विद्युत खरीद करारों से मुक्त है और इन दिशानिर्देशों के तहत प्रस्तावित अक्षय ऊर्जा विद्युत में वृद्धि के लिए उपलब्ध है।

(घ) आरटीसी विद्युत उत्पादक (आरटीसी-पीजी):

(i) इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी 'आरटीसी विद्युत उत्पादक' (आरटीसी-पीजी) अथवा 'उत्पादक' शब्द का प्रयोग हुआ है, वह चौबीसों घंटे तापीय विद्युत से परिपूरित आरई विद्युत के किसी उत्पादक और आपूर्तिकर्त्ता के संदर्भ में होगा।

(ii) उत्पादक आरई विद्युत की आपूर्ति के लिए उत्पादन प्रणाली (याँ) स्थापित करेगा। उत्पादक तापीय उत्पादन प्रणाली(यों) से तापीय विद्युत की आपूर्ति करके आरई विद्युत की परिपूर्ति/संतुलन करेगा)

(iii) यह सुनिश्चित करने के लिए कि बोलीदाताओं द्वारा तापीय विद्युत की 'अतिरिक्त क्षमता' को अनुबंधित (टाई-अप) किया गया है, बोलीदाताओं को बोली प्रस्तुत करते समय ऐसे टाई अप और इस प्रकार से अनुबंधित (टाई-अप) किए गए तापीय विद्युत संयंत्र में तापीय विद्युत की अतिरिक्त क्षमता की उपलब्धता का सत्यापन करने योग्य प्रमाण प्रस्तुत करना होगा। ऐसा प्रमाण एक बोर्ड संकल्प के रूप में होगा जो अनुबंध (टाई-अप) के लिए प्रस्तावित किए जा रहे ऐसे तापीय संयंत्र की स्वामी कंपनी के निदेशक मंडल के अधिकृत प्रतिनिधि द्वारा हस्ताक्षरित होगा एवं 100 रु. के गैर-न्यायिक स्टाम्प पेपर पर होगा, जिसकी विधिवत नोटरी की गई हो। वैकल्पिक रुप से, उत्पादक तापीय संयंत्र (त्रों) के स्वामियों के साथ एक कंसोर्टियम या संयुक्त उद्यम बना सकता है।

(iv) एक तापीय विद्युत उत्पादक एक से अधिक बोलीदाता के साथ एक ही 'अतिरिक्त क्षमता' के लिए अनुबंधित (टाई-अप) नहीं कर सकेगा। जब बोली समाप्त हो गई हो और वह अतिरिक्त तापीय विद्युत क्षमता बोली का हिस्सा नहीं हो, केवल तभी ऐसी तापीय क्षमता को अन्य निविदाओं में भागीदारी के लिए टाई-अप किया जा

सकता है। तथापि, एक ही तापीय विद्युत संयंत्र की अनेक अतिरिक्त क्षमताओं को एक ही निविदा में विभिन्न बोलीदाताओं के साथ टाई-अप किया जा सकता है।

(v) इन दिशानिर्देशों के तहत बोलियों में भागीदारी के प्रयोजन से कोई संस्था विभिन्न तापीय विद्युत संयंत्रों की विविध 'अतिरिक्त क्षमताओं' के साथ टाई-अप कर सकती है और एक निविदा विशेष में इसके लिए एक ही बोली प्रस्तुत कर सकती है।

(vi) अक्षय ऊर्जा विद्युत उत्पादक और तापीय विद्युत उत्पादक के बीच अनुबंधात्मक व्यवस्था के बावजूद, इन दिशानिर्देशों और इसके तहत पीपीए के तहत सभी उत्पादन संबंधी देनदारियां पीपीए हस्ताक्षरित करने वाली और 'आरटीसी विद्युत उत्पादक' (आरटीसी-पीजी) के रूप मान्य संस्था की होगी।

(ङ) 'अक्षय ऊर्जा पार्क/ आरई पार्क': इन दिशानिर्देशों में जहां कहीं भी 'अक्षय ऊर्जा पार्क/ आरई पार्क' शब्द का प्रयोग किया गया है, वह सौर-पवन हाइब्रिड विद्युत परियोजनाओं सहित अक्षय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं की स्थापना के लिए केन्द्रीय अथवा राज्य सरकारों द्वारा जारी किए गए दिशानिर्देशों के अनुसार विकसित क्षेत्रों अथवा पार्कों के संदर्भ में होगा।

(च) 'खरीदार': जैसा कि प्रसंग में अपेक्षित है, 'खरीदार' शब्द से तात्पर्य वितरण लाइसेंसधारक अथवा अधिकृत प्रतिनिधि (यों) अथवा एक मध्यवर्ती खरीदार से होगा।

(छ) खरीदार का 'अधिकृत प्रतिनिधि': जहां विद्युत खरीद करार (पीपीए) हस्ताक्षरकर्त्ता एजेंसी और निविदा/बोली लगाने वाली एजेंसी अलग-अलग हैं तो निविदा/बोली लगाने वाली एजेंसी 'खरीदार' की अधिकृत प्रतिनिधि मानी जाएगी और खरीदार की ओर से इन दिशानिर्देशों के अनुसार बोली प्रक्रिया चरण के दौरान 'खरीदार' पर लगाई गई सभी बाध्यताओं को पूरा करने के लिए जिम्मेदार होगी।

(ज) 'मध्यवर्ती खरीदार' और 'अंतिम खरीदार':

(i) कुछ मामलों में विभिन्न आरटीसी विद्युत उत्पादकों से खरीदी गई विद्युत को समाकलित करने के लिए और उसे वितरण लाइसेंसधारकों को बेचने के लिए या क्रेडिट प्रोफाइल में वृद्धि करने के लिए अथवा दोनों के लिए वितरण लाइसेंसधारकों और उत्पादक के बीच, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार अथवा एक राज्य सरकार द्वारा नामित, एक मध्यवर्ती की जरूरत हो सकती है। ऐसे मामलों में "खरीदार" एक ट्रेडर (व्यापारी) होगा जो आरटीसी विद्युत उत्पादक से विद्युत खरीदेगा और एक या एक से अधिक वितरण लाइसेंसधारकों को बेचेगा। ऐसे मामलों में वितरण लाइसेंसधारी 'अंतिम खरीदार' होगा और ट्रेडर इन दिशानिर्देशों के तहत 'मध्यवर्ती खरीदार' होगा।

(ii) मध्यवर्ती खरीदार आरटीसी विद्युत उत्पादक के साथ एक विद्युत खरीद करार (पीपीए) करेगा और साथ ही, अंतिम खरीदार के साथ विद्युत बिक्री करार (पीएसए) भी करेगा। विद्युत बिक्री करार में पीपीए के सभी संगत प्रावधान भी शामिल होंगे। अंतिम खरीदार द्वारा मध्यवर्ती खरीदार को 0.07/किलोवाट घंटा का ट्रेडिंग मार्जिन भुगतान किया जाएगा।

(iii) जब तक मध्यवर्ती खरीदार द्वारा विद्युत की खरीद के लिए इन दिशानिर्देशों का अनुसरण किया गया है, तब तक अंतिम खरीदार द्वारा विद्युत की खरीद के लिए इन दिशानिर्देशों का अनुसरण किया मान लिया जाएगा।

2.3 इन दिशानिर्देशों में जब तक स्पष्ट रूप से उल्लेख न किया गया हो, इन दिशानिर्देशों के प्रावधान खरीदार/मध्यवर्ती खरीदार/अंतिम खरीदार और खरीदार के अधिकृत प्रतिनिधि पर बाध्यकारी होंगे और विद्युत अधिनियम की धारा 63 के तहत विचार किए जाने हेतु ऐसी बाध्यताओं के लिए उनका सख्ती से अनुसरण किए जाने की जरूरत है। तथापि, यदि इन दिशानिर्देशों के प्रावधानों से विचलन आवश्यक हो जाता है तो इन दिशानिर्देशों के क्लाज 19 में अपनाई जाने वाली ऐसी प्रक्रिया का उल्लेख किया गया है।

2.4 इन दिशानिर्देशों में उल्लिखित सिद्धातों का उपयुक्त तरीके से विस्तार किया जाए और इसे मानक बोली प्रक्रिया दस्तावेजों [जिसमें मॉडल चयन हेतु अनुरोध (आरएफएस) दस्तावेज, मॉडल विद्युत खरीद करार तथा मॉडल विद्युत बिक्री करार शामिल है] में व्यापक बनाया जाए।

3. बोली आमंत्रित करने और परियोजना की तैयारी की प्रक्रिया

3.1 खरीदार द्वारा पूरी की जाने वाली शर्तें

खरीदार द्वारा निम्नलिखित शर्तों को पूरा किया जाएगाः-

3.1.1 बोली दस्तावेजः

(क) नीचे उप क्लॉज 3.1.1(ख) में उल्लिखित को छोड़कर इन दिशानिर्देशों और केन्द्रीय सरकार द्वारा अधिसूचित किसी मानक बोली दस्तावेज (एसबीडी) [जिसमें मॉडल चयन हेतु अनुरोध (आरएफएस) दस्तावेज, मॉडल विद्युत खरीद करार और मॉडल विद्युत बिक्री करार शामिल है] के अनुसार बोली दस्तावेज तैयार किए जाएंगे।

(ख) इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 19 में उल्लिखित प्रक्रिया के अनुसार, इन दिशानिर्देशों और/अथवा एसबीडी से प्रारूप आरएफएस, प्रारूप पीपीए, प्रारूप पीएसए (यदि लागू हो) में यदि कोई विचलन हो, उसके लिए उपयुक्त आयोग से अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।

(i) तथापि, स्पष्टता के प्रयोजन से यदि खरीदार प्रारूप आरएफएस, प्रारूप पीपीए, प्रारूप पीएसए और अन्य परियोजना करारों को तैयार करते समय विस्तृत प्रावधान करता है, जो दिशानिर्देशों के अनुकूल हो, तो ऐसे विस्तृत प्रावधान इन दिशानिर्देशों से विचलन नहीं माने जाएंगे, चाहे ये विस्तृत प्रावधान दिशानिर्देशों में नहीं दिए गए हों।

3.2 स्थल संबंधी व्यवस्थाएं

3.2.1 यदि खरीदार आरई परियोजना के लिए स्थल का उल्लेख नहीं करता और आरटीसी विद्युत उत्पादक द्वारा आरई परियोजना स्थल का चयन किया जाता है, तो बोलीदाता को बोली दस्तावेज में विनिर्दिष्ट समय अनुसूची के अनुसार निम्नलिखित मामलों के संदर्भ में दस्तावेज प्रस्तुत करने होंगे, ताकि समय पर कार्य पूरा हो सके और विद्युत की आपूर्ति शुरू हो सके : -

(क) भूमि अधिग्रहणः आपूर्ति शुरू होने की अनुसूचित तारीख (एससीएसडी) को अथवा उससे पूर्व ऐसी अवधि, जो पीपीए की पूरी अवधि से कम न हो, के लिए दस्तावेज/पट्टा करार प्रस्तुत करना ताकि आरटीसी विद्युत उत्पादक के नाम से अपेक्षित भूमि के 100 प्रतिशत (शत प्रतिशत) उपयोग का अधिकार प्रमाणित हो। जहां कहीं भी निजी भूमि को पट्टे पर लेना शामिल हो, पट्टे में, आरटीसी विद्युत उत्पादक की चूक के मामले में, भूमि का पट्टाधिकार, ऋणदाता या खरीदार को हस्तांतरित करने की अनुमति हो।

(ख) संयंत्र की सीटीयू सब स्टेशन से कनेक्टिविटी की तकनीकी व्यवहार्यता की पुष्टि के लिए केन्द्रीय पारेषण यूटिलिटी (सीटीयू) [अथवा यदि चुना गया स्थल एक आरई पार्क है तो आरई विद्युत पार्क विकासक] से एक पत्र। यदि परियोजना स्थल खरीदार/अंतिम खरीदार के ही राज्य में स्थित है, तो राज्य सरकार संयंत्र की सीटीयू सब स्टेशन से कनेक्टिविटी में आवश्यक सहायता प्रदान करने का प्रयास करेगी।

(ग) परियोजना के निष्पादन के लिए यथा अपेक्षित सभी अन्य स्वीकृतियाँ परियोजना शुरू होने से पूर्व प्राप्त करने की जिम्मेदारी उत्पादक की होगी और खरीदार उपरोक्त स्वीकृतियों को प्राप्त करने के लिए किसी भी विलंब के मामले में जिम्मेदार नहीं होगा।

4. ऊर्जा सम्मिश्रणः

4.1 उत्पादक चौबीसों घंटे तापीय विद्युत से परिपूरित आपूर्ति योग्य अक्षय ऊर्जा विद्युत की आपूर्ति करेगा, जिसमें कम से कम 85 प्रतिशत उपलब्धता वार्षिक और साथ ही कम से कम 85 प्रतिशत उपलब्धता पीक घंटों के दौरान भी रहेगी। पीक घंटे 24 घंटों में से चार घंटे होंगे और खरीदार द्वारा बोली दस्तावेजों में पहले से ही इसका स्पष्ट उल्लेख किया जाएगा।

4.2 उत्पादक को इस तरह से विद्युत प्रदान करने का प्रस्ताव करना होगा कि कम से कम 51 प्रतिशत प्रस्तावित वार्षिक ऊर्जा आरई विद्युत से और शेष तापीय स्रोतों से प्रदान करने का प्रस्ताव किया जाए।

4.3 उत्पादक 85 प्रतिशत की अपेक्षित न्यूनतम वार्षिक उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए स्टोरेज को मिला सकता है। तथापि, वार्षिक रूप से, न्यूनतम 51 प्रतिशत ऊर्जा अक्षय ऊर्जा स्रोतों से प्रस्तावित की जाएगी। इस 51 प्रतिशत में स्टोरेज प्रणाली से प्रस्तावित ऊर्जा भी शामिल होगी, बशर्ते कि अक्षय ऊर्जा स्रोतों का उपयोग स्टोरेज प्रणाली में ऊर्जा को स्टोर करने के लिए किया गया हो।

5. प्रशुल्क (टैरिफ)

5.1 बोलीदाताओं द्वारा तापीय ऊर्जा से परिपूरित अक्षय ऊर्जा के लिए एक सम्मिलित सिंगल टैरिफ ('कम्पोजिट टैरिफ') का उल्लेख किया जाएगा।

5.2 सम्मिलित प्रशुल्क (कम्पोजिट टैरिफ) को डिलीवरी प्वाइंट पर उद्धृत किया जाएगा, जो कि सीटीयू इंटरकनेक्शन प्वाइंट पर होगा। जबकि आरटीसी विद्युत के विभिन्न घटकों जैसे सौर, पवन और तापीय को सीटीयू/इंटर-स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम (आईएसटीएस) के साथ विभिन्न सीटीयू सब-स्टेशनों पर जोड़ा जा सकता है, बेहतर ग्रिड संतुलन के लिए उन्हें समान आरएलडीसी क्षेत्र में ही जोड़ा जाएगा।

5.3 तापीय विद्युत की लागत कोयले की कीमत, प्रचालन व रखरखाव लागत इत्यादि के साथ भिन्न होती है।

5.4 इस प्रकार, समग्र ऊर्जा सम्मिश्रण में लागत में ऐसी भिन्नता को समायोजित करने के लिए 25 प्रतिशत कम्पोजिट टैरिफ को सूचीबद्ध (इंडेक्स) किया जाएगा और समय-समय पर केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) द्वारा यथा अधिसूचित घरेलू कोयले या आयातित कोयले, जैसा भी मामला हो, के इंडेक्स के साथ समायोजित किया जाएगा। इसका खरीदार द्वारा आरएफएस दस्तावेजों में स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जाएगा।

5.5 सूचीबद्ध करने (इंडेक्सेसन) के लिए समायोजन करने के उपरांत, आपूर्ति की गई अक्षय ऊर्जा का भुगतान प्रस्तावित अक्षय ऊर्जा क्षमता पर आधारित सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ पर किया जाएगा। विद्युत के तापीय घटक के लिए 50 प्रतिशत सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ को तापीय निर्धारित प्रभार टैरिफ माना जाएगा और 50 प्रतिशत सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ को तापीय परिवर्तनीय प्रभार टैरिफ के रूप में माना जाएगा। निर्धारित प्रभार का भुगतान तापीय निर्धारित प्रभार टैरिफ (50 प्रतिशत सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ) पर प्रस्तावित तापीय क्षमता के आधार पर किया जाएगा जबकि परिवर्तनीय प्रभार का भुगतान तापीय परिवर्तनीय प्रभार टैरिफ (50 प्रतिशत सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ) पर आपूर्ति की गई तापीय ऊर्जा के अनुसार किया जाएगा।

6. बोली संरचना

6.1 विद्युत के सन्दर्भ में बोलियां: खरीदार विद्युत क्षमता (मेगावाट) में बोलियां आमंत्रित करेगा जिसमें खरीदार द्वारा अनुबंध की जाने वाली कुल मात्रा का उल्लेख होगा।

6.2 बोलीदाता खरीदार द्वारा खरीदी जाने वाली कुल मात्रा के एक भाग के लिए उद्धृत कर सकता है । बोलीदाता द्वारा प्रस्तावित की जा सकने वाली विद्युत की न्यूनतम मात्रा कम से कम 250 मेगावाट होनी चाहिए ताकि किफायतता बनी रहे और आईएसटीएस के साथ जोड़ने की उपयुक्तता पर विचार किया जा सके। । चूंकि एक बोलीदाता अपनी अक्षय ऊर्जा परियोजना के लिए एक से अधिक तापीय संयंत्र के साथ जुड़ सकता है, इसलिए 250 मेगावाट से भी काफी कम तापीय क्षमताएं उपयोग में लाई जा सकती हैं। बावजूद इसके, भूमि और पारेषण सुविधा की उपलब्धता पर उचित विचार करने के बाद पूर्वोत्तर राज्यों, विशेष श्रेणी के राज्यों और आरई पार्कों के बाहर की परियोजनाओं के मामले में बोलीदाता द्वारा प्रस्तावित की जा सकने वाली विद्यत की मात्रा छोटी रखी जा सकती है लेकिन इसका बोली दस्तावेजों में पहले से स्पष्ट उल्लेख किया जाना चाहिए।

6.3 किफायती पैमाना रखने और संसाधनों का अधिकतम उपयोग करने के लिए निविदा में किसी एक ही बोलीदाता को आवंटित की जा सकने वाली विद्युत पर कोई अधिकतम सीमा नहीं होगी।

6.4 बोली मापदंड के रूप में टैरिफः बोली मापदंड बोलीदाता द्वारा उल्लिखित प्रति यूनिट आरटीसी विद्युत की आपूर्ति के लिए कंपोजिट टैरिफ होगा। खरीदार बोलियां आमंत्रित करेगा जिसमें बोलीदाता रु./किलोवाट घण्टे में प्रथम वर्ष के कंपोजिट टैरिफ का उल्लेख करेगा। बोलीदाता का चयन न्यूनतम उल्लिखित "कंपोजिट टैरिफ" के आधार पर होगा। न्यूनतम कंपोजिट टैरिफ (जिसे एल1 टैरिफ कहा गया है) का उल्लेख करने वाले बोलीदाता (जिसे एल1 बोलीदाता कहा

गया है) को उसके द्वारा प्रस्तावित की गई विद्युत की मात्रा का आवंटन किया जाएगा। यदि आवंटित विद्युत की मात्रा करार की जाने वाली विद्युत की कुल मात्रा से कम है, तो शेष पात्र बोलीदाताओं से उनके कंपोजिट टैरिफ का मिलान एल1 टैरिफ से करने के लिए कहा जाएगा। सबसे कम बोली लगाने वाला वह मूल बोलीदाता, जो एल1 टैरिफ से मिलान करने के लिए सहमत हो, उसे शेष मात्रा या उसके द्वारा प्रस्तावित की गई मात्रा, जो भी कम हो, आवंटित की जाएगी। यदि फिर भी कोई मात्रा शेष है, तो अगले मूल न्यूनतम बोलीदाता और आगे इसी क्रम में इसका आवंटन किया जाएगा।

6.5 बोली प्रस्तुत करना और मूल्यांकन करना :

(क) बोलीदाताओं द्वारा संघ बनाने की अनुमति होगी, जिसमें यह संघ एक प्रमुख सदस्य की पहचान करेगा जो बोली प्रक्रिया के दौरान समस्त पत्राचार के लिए संपर्क सूत्र होगा। खरीदार संघ के प्रमुख सदस्य के लिए तकनीकी और वित्तीय मानदंड तथा लॉक इन की आवश्यकता का उल्लेख करेगा।

(ख) खरीदार बोलियों का मूल्यांकन करने के लिए कम से कम तीन सदस्यों की एक समिति (मूल्यांकन समिति) गठित करेगा, जिसमें कम से कम एक सदस्य वित्तीय मामलों/बोली मूल्यांकन में विशेषज्ञ होगा।

(ग) बोलीदाताओं को अप्रतिदेय (नान-रिफंडेबल) प्रोसेसिंग शुल्क और/अथवा परियोजना विकास शुल्क जमा कराना होगा, जैसा कि आरएफएस में उल्लिखित हो।

(घ) बोलीदाताओं को तकनीकी बोली और कीमत बोली अलग-अलग जमा करानी होगी। बोलीदाताओं को अपनी बोलियों के साथ में बयाना राशि (ईएमडी) के रूप में आवश्यक बोली गारंटी जमा करानी होगी।

(ङ) तकनीकी बोलियों का मूल्यांकन यह सुनिश्चित करने के लिए किया जाएगा कि जमा की गई बोलियां आरएफएस दस्तावेज में निर्धारित सभी पात्रता मानदंडों को मूल्यांकन मापदंडों के आधार पर पूरा करती हैं। आरएफएस में उल्लिखित मूल्यांकन मानदंड को पूरा करने वाली बोलियों पर ही कीमत बोली पर अगला मूल्यांकन करने के लिए विचार किया जाएगा।

(च) प्रतिस्पर्धा सुनिश्चित करने के लिए पात्र बोलीदाताओं की न्यूनतम संख्या दो होगी। बोली के तीन प्रयासों के बावजूद यदि पात्र पाए गए बोलीदाताओं की संख्या दो से कम है और खरीदार फिर भी बोली प्रक्रिया जारी रखना चाहता है, तो उपयुक्त आयोग की सहमति से ऐसा किया जा सकता है।

(छ) कीमत बोली को निरस्त किया जाएगा, यदि इसमें निविदा शर्तों का उल्लंघन किया गया है। कीमत बोली स्तर पर बोलीदाताओं से सामान्यतः किसी स्पष्टीकरण का अनुरोध नहीं किया जाएगा।

(ज) आरएफएस दस्तावेज में बोली के मूल्यांकन और बोलीदाता के चयन के लिए विस्तृत विवरण दिया जाएगा।

7. विद्युत खरीद करार

आरएफएस के साथ-साथ, सफल बोलीदाता के साथ किए जाने वाला प्रस्तावित प्रारूप पीपीए और प्रारूप पीएसए (यदि लागू हो) जारी किया जाएगा। इस पीपीए के भाग के रूप में शामिल किये जाने वाले मानक प्रावधानों में अन्य के साथ निम्नलिखित भी शामिल होंगे, जिनमें समुचित विस्तार किया जा सकेगा, और जिन्हें यहां जब तक अन्यथा उल्लिखित न किया जाए, पीएसए में साथ-साथ शामिल किया जाएगा।

7.1 पीपीए अवधिः चूंकि पीपीए अवधि, निवेशक/आरटीसी-पीजी को वापस प्राप्त होने वाले निवेश की अवधि निर्धारित करके टैरिफ को प्रभावित करती है, इसलिए कम टैरिफ के लिए लम्बी पीपीए अवधि की तरफदारी की जाती है। अतः पीपीए की अवधि **आपूर्ति शुरु होने की अनुसूचित तिथि (एससीएसडी) से** 25 (पच्चीस) वर्षों से कम की नहीं होनी चाहिए। पीपीए को लम्बी अवधि जैसे 35 (पैंतीस) वर्षों के लिए भी निर्धारित किया जा सकता है, परंतु किसी भी स्थिति में, पीपीए दस्तावेज में पीपीए की अवधि का स्पष्ट उल्लेख होना चाहिए। पीपीए अवधि की समाप्ति के बाद उत्पादकों को

अपने संयंत्रों का प्रचालन करने की छूट है, यदि भूमि और बुनियादी अवसंरचना की मालिक एजेंसियों, संबंधित पारेषण यूटिलिटी और प्रणाली प्रचालकों के पास ऐसी व्यवस्थाएं हों।

7.2 विद्युत खरीद

(**क**) खरीदारी विद्युत (मेगावाट) के रूप में होगी। उत्पादक को कम से कम 85% उपलब्धता सुनिश्चित करनी होगी, जो वार्षिक और पीक घण्टों, दोनों के दौरान होगी। सुबह और/या शाम के दौरान 24 घण्टों में से चार घण्टे पीक घण्टे होंगे जिसका खरीदार द्वारा बोली दस्तावेजों में पहले से स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जाएगा।

(**ख**) यह उल्लेखनीय है कि अक्षय ऊर्जा (आरई) और तापीय विद्युत का उत्पादन शिड्यूल मिलकर किसी टाईम ब्लॉक में, अनुबंध की गई क्षमता से अधिक नहीं हो सकता। तथापि, अक्षय ऊर्जा विद्युत की परिपूर्ति के लिए विद्युत की आपूर्ति करने वाले तापीय संयंत्रों की क्षमताएं मिलकर अनुबंधित क्षमता से अधिक हो सकती है। अतः, उत्पादक आवेदन कर सकता है और उसे प्रत्येक घटक की परियोजना क्षमता के आधार पर एलटीए की मंजूरी दी जा सकती है।

(**ग**) अक्षय ऊर्जा और तापीय विद्युत उत्पादन प्रणालियों के प्रचालन का अधिकतम उपयोग सुनिस्चित करने के लिए उत्पादक को किसी तीसरे पक्ष या विद्युत एक्सचेंज को खरीदार से अनापत्ति प्रमाणपत्र के बगैर अनुबंधित क्षमता से अधिक विद्युत की आपूर्ति करने की अनुमति दी जाती है। उत्पादक उस विद्युत, जो खरीदार (करार क्षमता के भीतर) को प्रस्तावित की गई थी, परंतु खरीदार द्वारा अगले दिन के लिए शिड्यूल न की गई थी, की बिक्री, खरीदार से अनापत्ति प्रमाणपत्र की आवश्यकता के बिना किसी तीसरे पक्ष या विद्युत एक्सचेंज को एक दिन पहले के आधार पर, कर सकेगा।

(**घ**) यदि परियोजना की उपलब्धता वार्षिक आधार पर या ऊपर परिभाषित पीक घण्टों के दौरान 85% से कम है, ऐसे कारण से जिसके लिए आरटीसी विद्युत उत्पादक जिम्मेदार है, तो उत्पादक की यह जिम्मेदारी होगी कि वह खरीदार को उतनी कम उपलब्धता के लिए दंड का भुगतान करे। ऐसे दंड की धनराशि ऊर्जा के मामले में उस कमी की कीमत का 25% (पच्चीस प्रतिशत) होगी, जिसकी वर्ष के दौरान देय अधिकतम सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ के हिसाब से गणना की जाएगी।

(**ङ**) साथ ही, उत्पादक एक अनुबंध वर्ष में प्रस्तावित कुल विद्युत की अनिवार्य 51% से कम अक्षय ऊर्जा (आरई) विद्युत के प्रस्ताव में किसी कमी के लिए दंड भरने के लिए भी बाध्य होगा, यदि उसके कारणों के लिए उत्पादक स्वयं जिम्मेवार होगा। अक्षय ऊर्जा विद्युत में इस कमी के अनुरूप दंड की गणना की जाएगी जो कमी वाली प्रत्येक इकाई के लिए वर्ष के दौरान देय अधिकतम सूचीबद्ध कंपोजिट टैरिफ का 25% होगा।

(**च**) ऐसे मामले, जहाँ 85% से कम उपलब्धता है और प्रस्तावित आरई विद्युत की कमी प्रस्तावित कुल विद्युत की 51% से कम है, दोनों में से अधिकतम दंड लागू होगा, लेकिन दोनों दंड लागू नहीं होंगे।

(**छ**) विभिन्न क्षेत्रीय भार वितरण केन्द्रों (आरएलडीसी) / राज्य भार वितरण केन्द्रों (एसएलडीसी) (इंजेक्टिंग, इंटरवीनिंग और खरीदार एसएलडीसी/आरएलडीसी सहित) पर शिड्युलिंग और उसकी पंचिंग की जिम्मेवारी केवल उत्पादक की होगी।

(**ज**) अक्षय ऊर्जा स्रोतों से कुल उत्पादन में "मस्ट रन" का पालन करना होगा और तापीय स्रोतों से उत्पादन में उसके सूचीबद्ध परिवर्तनीय प्रभारों (इंडेक्सड वेरियेबल चार्ज) के आधार पर **मेरिट-ऑडर ऑफ डिस्पैच** का पालन करना होगा।

(**झ**) **विचलन समाधान तंत्र (डीएसएम):** समय अनुसूची से विचलन के लिए मौजूदा विनियमों के अनुसार डीएसएम (विचलन समाधान तंत्र) लागू होगा। कुल आपूर्ति की गई विद्युत के आरई घटक के लिए आरई विनियमों के अनुसार डीएसएम लागू होगा और तापीय घटक के लिए तापीय विनियमनों के अनुसार डीएसएम लागू होगा। उत्पादक पर डीएसएम शुल्कों का समाधान आरटीसी विद्युत उत्पादक द्वारा किया जाएगा ।

7.3 भुगतान सुरक्षा

खरीदार निम्नानुसार पर्याप्त भुगतान सुरक्षा उपाय प्रदान करेगाः

7.3.1 स्थिति 1: खरीदार द्वारा उत्पादक से सीधी खरीदः

खरीदार उत्पादक को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा प्रदान करेगाः

(i) रिवॉलविंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी), जो विचाराधीन परियोजना के लिए न्यूनतम 1 (एक) माह के औसत बिल की राशि का हो;

अथवा

(ii) भुगतान सुरक्षा निधि, जो ऐसी निधि से जुड़ी सभी परियोजनाओं के लिए न्यूनतम 3 (तीन) माह के बिल के भुगतान में सहायता करने के लिए उपयुक्त होगी;

(iii) उपरोक्त क्लॉज 7.3.1(i) और 7.3.1(ii) के तहत भुगतान सुरक्षा के अलावा, खरीदार एक कानूनन बाध्य रूप में **राज्य सरकार की गारंटी** देने का चयन कर सकता है, जिससे यह सुनिश्चित होगा कि उत्पादक को ऊर्जा शुल्क के भुगतान और निरस्तीकरण मुआवज़ा, यदि कोई हो, दोनों के सन्दर्भ में पर्याप्त सुरक्षा प्राप्त हो।

7.3.2 स्थिति 2 : मध्यस्थ-खरीदार उत्पादक से खरीदकर अंतिम खरीदाता को बेचता हैः

7.3.2.1 मध्यस्थ-खरीदार द्वारा उत्पादक को भुगतान सुरक्षा

मध्यस्थ-खरीदार उत्पादक को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा प्रदान करेगाः

(i) रिवॉलविंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी), जो विचाराधीन परियोजना के लिए न्यूनतम 1 (एक) माह के औसत बिल की राशि का हो;

अथवा

(ii) भुगतान सुरक्षा निधि, जो ऐसी निधि से जुड़ी सभी परियोजनाओं के लिए न्यूनतम 3 (तीन) माह के बिल के भुगतान में सहायता करने के लिए उपयुक्त होगी;

7.3.2.2 अंतिम खरीदार द्वारा मध्यस्थ खरीदार को भुगतान सुरक्षाः

(क) अंतिम खरीदार द्वारा मध्यस्थ खरीदार को निम्नलिखित के माध्यम से भुगतान सुरक्षा प्रदान की जाएगीः

(i) रिवॉलविंग लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी), जो विचाराधीन परियोजना के लिए न्यूनतम 1 (एक) माह के औसत बिल की राशि का हो;

अथवा

(ii) एक कानूनन बाध्य रूप में **राज्य सरकार की गारंटी**, जिससे यह सुनिश्चित होगा कि उत्पादक को ऊर्जा शुल्क के भुगतान और निरस्तीकरण मुआवज़ा, यदि कोई हो, दोनों के सन्दर्भ में पर्याप्त सुरक्षा प्राप्त है *[इस प्रयोजनार्थ, भारतीय रिजर्व बैंक, केन्द्र सरकार और राज्य सरकार के बीच हुआ त्रिपक्षीय करार (टीपीए) ऊर्जा शुल्कों के भुगतान के लिए राज्य सरकार गारंटी सुरक्षा के रूप में मान्य होगा]।* मध्यस्थ खरीदार यह सुनिश्चित करेगा कि इस गारंटी को लागू करने पर यह तत्काल रूप से उत्पादक के लिए लागू होगी, जो पीपीए के संदर्भ में उत्पादक को देय भुगतान तक सीमित होगी। परन्तु ऐसे मामलों में, जहां अंतिम खरीदार न तो त्रिपक्षीय करार (टीपीए) के तहत शामिल है और न ही राज्य सरकार को गारंटी दे पा रहा है, तो मध्यस्थ खरीदार द्वारा अपने पीएसए में निम्नलिखित को अपनाया जाएगाः

अंतिम खरीदार द्वारा मध्यस्थ खरीदार को 0.10 रु. प्रति किलोवाट घण्टे के अतिरिक्त जोखिम प्रीमियम के भुगतान और ऐसी अत्यावश्यकताओं को पूरा करने के लिए मध्यस्थ खरीदार द्वारा संचालित भुगतान सुरक्षा निधि में जमा किए जाने का प्रावधान।

(iii) उपरोक्त क्लॉज 7.3.2.2(क)(i) और 7.3.2.2(क)(ii) के तहत भुगतान सुरक्षा के अलावा, अन्तिम खरीदार **भुगतान सुरक्षा निधि** प्रदान करने का चयन कर सकता है, जो ऐसी निधि से जुड़ी सभी परियोजनाओं के न्यूनतम 3 (तीन) माह का भुगतान करने के लिए उपयुक्त होगी।

(ख) एतदद्वारा यह स्पष्ट किया जाता है कि राज्य सरकार की गारंटी तभी लागू की जाएगी जब मध्यस्थ खरीदार लेटर ऑफ क्रेडिट और भुगतान सुरक्षा निधि, यदि कोई हो, के माध्यम से पीपीए के तहत अपनी बकाया राशि वसूल करने में असमर्थ रहा हो।

7.4 अप्रत्याशित घटना

7.4.1 अप्रत्याशित घटना की परिभाषाः 'अप्रत्याशित घटना' (एफएम) से तात्पर्य निम्नलिखित में से एक या अधिक कार्यों, घटनाओं या परिस्थितियों या तत्संबंधी परिणाम(मों) के संयोजन से है, जो पक्षकार (प्रभावित पक्ष) द्वारा संगत विद्युत खरीद करार के तहत इसके दायित्वों के पूर्ण या आंशिक निष्पादन को रोकता है या अपरिहार्य विलंब करता है, लेकिन केवल तभी तक और जब तक कि इस तरह की घटनाएं या परिस्थितियां प्रभावित पक्ष के प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष रूप से समुचित नियंत्रण में नहीं हो और यदि प्रभावित पक्ष द्वारा उचित ध्यान दिए जाने या विवेकपूर्ण उपादेय प्रक्रियाओं का अनुपालन किए जाने पर इससे बचा नहीं जा सकता हो ।

7.4.2 अप्रत्याशित घटनाओं का श्रेणीकरण:

7.4.2.1 प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना

(क) दैवीय घटना, इन्ही तक सीमित न रहते हुए, शामिल हैं, जिसमें बिजली गिरना, आग लगना और विस्फोट होना (स्थल बाह्य स्रोत के मूल तक), भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोटन, भूस्खलन, बाढ, चक्रवात, टाईफून या टोरनेडो, यदि इसे सक्षम राज्य/केन्द्रीय प्राधिकरण/एजेंसी (जहां कहीं भी लागू हो) द्वारा घोषित/अधिसूचित किया जाता है, या खरीदार की संतुष्टि होने तक इसकी पुष्टि की जाती है;

(ख) भारत में किसी स्रोत या उपरोक्त वर्णित किसी अन्य अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप उत्पन्न रेडियोधर्मी प्रदूषण अथवा आयनीकरण विकिरण, जिसमें ऐसी परिस्थितियां शामिल नहीं हैं, जहां प्रदूषण अथवा विकिरण के स्रोत अथवा कारण को प्रभावित पक्ष अथवा प्रभावित पक्ष या उसके संविदाकारों द्वारा नियोजित या अनुबंधित व्यक्तियों द्वारा विद्युत परियोजना तक या उसके निकट लाया जाता है या लाया गया है;

(ग) परियोजना भूमि पर भूगर्भीय स्थितियों, विषैले संदूषक या पुरातात्विक अवशेषों का पता चलना, जिसकी परियोजना भूमि के निरीक्षण के माध्यम से उचित रूप से पता चलने की उम्मीद नहीं की जा सकती थी; अथवा

(घ) किसी भी पूर्वगामी घटना की प्रकृति के अनुरूप प्रकृति की कोई घटना या परिस्थितियां।

7.4.2.2 गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना

(क) युद्ध की कोई भी कार्रवाई (घोषित या अघोषित), आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की कार्रवाई, नाकाबंदी, व्यापारिक रोक, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकी या सैन्य कार्रवाई;

(ख) राष्ट्र/राज्य-व्यापी हडताल, तालाबंदी, बहिष्कार या अन्य औद्योगिक विवाद, जिसके लिए प्रभावित पक्ष के कार्य सीधे और पूरी तरह से जिम्मेवार नहीं हैं, लेकिन इसमें प्रभावित पक्ष या उनके ठेकेदारों के कारण हड़ताल या मजदूर अशांति शामिल नहीं है;

(ग) देशहित में किसी भी भारतीय सरकारी माध्यम/राज्य सरकार द्वारा राष्ट्रीयकरण या किसी भी भौतिक परियोजना की संपत्ति या उत्पादक के अधिकारों का अधिग्रहण, जिसके परिणामस्वरूप उत्पादक या शेयरधारक विद्युत खरीद करार के तहत अपने अधिकारों (पूर्ण या आंशिक) से वंचित हों। बशर्ते कि ऐसी कार्रवाई में

उत्पादक द्वारा या उत्पादक संबंधी पक्षों द्वारा लागू किसी भी कानून या परमिट के उल्लंघन के परिणामस्वरूप विधिसम्मत ढंग से खरीदार या अन्य किसी सरकारी प्राधिकारी द्वारा समाधान या कानूनी रूप से लगाए गए प्रतिबंध शामिल नहीं है।

(घ) किसी सरकारी प्राधिकरण द्वारा ठोस प्रतिकूल प्रभाव वाली कार्रवाई जिसमें कानून में परिवर्तन तो शामिल है लेकिन यह इतने तक सीमित नहीं है, केवल तब यदि इसके परिणामों को इन दिशानिर्देशों के 'कानून/विनियमों में परिवर्तन' से संबंधित धारा 7.7 के प्रावधानों के अनुसार निपटाया नहीं जा सकता; किसी भी गैरकानूनी या अनधिकृत या बिना अधिकार क्षेत्र के उत्पादक के किसी परमिट या किसी भी क्लियरेंस, लाइसेंस, संबंधित पीपीए और/या परियोजना दस्तावेज के अंतर्गत ठेकेदारों द्वारा अपने संबंधित दायित्वों को पूरा करने के लिए प्राधिकार प्राप्त करने से निरसन या देरी या इन्कार, या बिना किसी कारण के नवीनीकरण या स्वीकृति के लिए विफलता, बशर्ते कि ऐसा विलम्ब, संशोधन, इन्कार या निरस्तीकरण उत्पादक या किसी ठेकेदार की, ऐसे परमिट या क्लियरेंस, लाइसेंस, प्राधिकार, जैसा भी मामला हो, के रखरखाव या नवीकरण के संबंध में किसी शर्त के अनुपालन करने में असमर्थता या विफलता के परिणामस्वरूप नहीं हुआ हो।

7.4.3 अप्रत्याशित घटना का अपवर्जन

7.4.3.1 अप्रत्याशित घटना में निम्नलिखित शामिल नहीं होंगी (i) ऐसी घटना या परिस्थिति, जो पक्षों के समुचित नियंत्रण में हो और (ii) अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप घटित हुई स्थितियों को छोड़कर निम्नलिखित स्थितियां:

(क) विद्युत परियोजना के लिए संयंत्र, मशीनरी, उपकरण, सामग्रियों, कलपूर्जों या उपभोग्य सामग्री की अनुपलब्धता, देरी से वितरण या इनके दामों में परिवर्तन;

(ख) किसी ठेकेदार, उप-ठेकेदार या उनके एजेंटों द्वारा कार्य निष्पादन में देरी;

(ग) विद्युत उत्पादन सामग्रियों और उपकरणों में कार्य के दौरान किसी सामान्य टूट-फूट के चलते कार्य निष्पादन न होना;

(घ) प्रभावित पक्ष के स्थलों पर हडताल;

(ङ) वित्त या धन की अपर्याप्तता या करार का निष्पादन दुष्कर होना; और

(च) प्रभावित पक्ष के कारण या उससे द्वारा या उससे संबद्ध: (i) किसी जानकार और विवेकशील व्यक्ति से लापरवाही या इरादतन कृत्यों, गलतियों या चूकों या सम्यक ध्यान न दिए जाने के कारण; (ii) भारतीय कानून का अनुपालन करने में विफलता के कारण; या (iii) इस करार के तहत उल्लंघन या चूक के कारण कार्य का निष्पादन नहीं होना

(छ) परियोजना भूमि/सब स्टेशन और/या राइट-ऑफ-वे या अन्य परियोजना संबंधी मुद्दों पर कोई पूर्व-मौजूदा विवाद

7.4.4 अप्रत्याशित घटना की सूचना

7.4.4.1 प्रभावित पक्ष द्वारा अन्य पक्ष को किसी अप्रत्याशित घटना की सूचना यथोचित व्यावहारिक रूप से जल्द से जल्द, परंतु जिस तिथि को उस पक्ष को अप्रत्याशित घटना शुरु होने का पता चला, उस तिथि के अधिकतम पंद्रह (15) दिनों भीतर भेजी जाएगी। यदि अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप संचार व्यवस्था भंग होती है, जिससे लागू समय सीमा में नोटिस देना अव्यवहार्य हो जाता है, तो अप्रत्याशित घटना का दावा करने वाला पक्ष संचार व्यवस्था की बहाली होने के बाद समुचित रुप से जल्द से जल्द नोटिस देगा, परंतु ऐसी बहाली होने से एक (1) दिन से अधिक की देरी से नहीं। जो पक्ष अप्रत्याशित घटना की सूचना प्राप्त करता है, वह आवश्यक दस्तावेजी साक्ष्य के साथ सूचना प्राप्ति के 30 दिनों के भीतर अप्रत्याशित घटना घटित होने के दावे पर निर्णय लेगा। उल्लेखनीय है कि आरई और तापीय भाग के लिए प्रभावित पक्षों द्वारा अप्रत्याशित घटना की अलग सूचना देनी होगी। अप्रत्याशित घटना की सूचना के परिणामस्वरूप एक भाग का दूसरे भाग पर तब तक कोई प्रभाव नहीं पड़ेगा, जब तक कि प्रभावित पक्ष द्वारा विशेष रूप से उल्लिखित नहीं किया जाता।

7.4.4.2 परन्तु इस तरह की सूचना पीपीए के तहत राहत का दावा करने के लिए प्रभावित पक्ष की योग्यता के लिए एक पूर्व-शर्त होगी। इस तरह की सूचना में अप्रत्याशित घटना का पूर्ण विवरण, राहत का दावा करने वाले पक्ष पर इसके प्रभाव और प्रस्तावित उपाय शामिल होंगे। प्रभावित पक्ष अन्य पक्ष को ऐसे उपचारात्मक उपायों और ऐसी अन्य सूचना, जिसके लिए अन्य पक्ष अप्रत्याशित घटना के बारे में समुचित अनुरोध कर सकता है, की प्रगति की नियमित (और साप्ताहिक से कम नहीं) रिपोर्ट देगा ।

7.4.4.3 प्रभावित पक्ष अन्य पक्ष को (i) संगत अप्रत्याशित घटना की समाप्ति; और (ii) पीपीए के तहत अपने अधिकारों या दायित्वों के निष्पादन पर ऐसी अप्रत्याशित घटना के प्रभावों की समाप्ति होने पर इनमें से प्रत्येक के बारे में जानकारी मिलने पर यथासंभव शीघ्र सूचना देगा ।

7.4.5 निष्पादन से छूट

7.4.5.1 प्रभावित पक्ष को अप्रत्याशित घटना के परिणामस्वरूप पीपीए के तहत अपनी बाध्यता या आंशिक बाध्यता का निष्पादन करने में किसी हद तक असमर्थ होने की स्थिति में बाध्यताओं का निष्पादन करने से छूट दी जाएगी, बशर्ते कि एफएम नोटिस जारी होने की तिथि से अप्रत्याशित घटना के लिए अवधि 180 (एक सौ अस्सी) दिनों से अधिक न हो। ये पक्ष पारस्परिक रूप से अवधि का विस्तार करने पर परस्पर सहमत हो सकते हैं जिसके लिए अप्रत्याशित घटना के कारण निष्पादन से छूट दी गई है।

7.4.5.2 दोनों पक्षों द्वारा परस्पर सहमत समयावधि, जिसके दौरान निष्पादन से छूट दी जाएगी, के लिए उत्पादक वित्तीय समापन की अवधि या चालू होने की निर्धारित तिथि या आपूर्ति शुरु हाने की समयावधि या पीपीए अवधि, जैसा भी मामला हो, में दैनिक आधार पर विस्तार के लिए हकदार होगा।

7.4.5.3 परन्तु प्राय: किसी पक्ष को उसके निष्पदन से उस सीमा तक छूट दी जाएगी जहां तक कि अप्रत्याशित घटना से वह तर्कसंगत रुप से संबद्ध हो।

7.4.5.4 इसके अलावा, प्रभावित पक्ष को अप्रत्याशित घटना घटित होने से पूर्व के देय किसी भुगतान दायित्वों से कोई छूट नहीं होगी।

7.4.6 अन्य हानियों के लिए कोई देयता नहीं

इन दिशानिर्देशों में अन्यथा उपबंधित को छोड़कर, किसी भी पक्ष की किसी भी प्रकार से किसी अप्रत्याशित घटना के घटित होने या या उसकी मौजूदगी होने के संबंध में उत्पन्न किसी हानि के संबंध में अन्य पक्षों के लिए कोई जिम्मेदारी नहीं होगी ।

7.4.7 निष्पादन की पुन: शुरुआत

अप्रत्याशित घटना जारी रहने की अवधि के दौरान, प्रभावित पक्ष, अन्य पक्षों के परामर्श से पीपीए के तहत अपने दायित्वों के निष्पादन पर ऐसी अप्रत्याशित घटना के प्रभावों को कम करने या उसे सीमित करने के लिए सभी उचित प्रयास करेगा। प्रभावित पक्ष इस करार के तहत अपने दायित्वों का निष्पादन जल्द से जल्द फिर से शुरु करने के लिए प्रयास करेगा और शुरुआत होने पर अन्य पक्षों को इस संबंध में लिखित में सूचित करेगा। अन्य पक्ष इस संबंध में प्रभावित पक्ष को सभी उचित सहायता प्रदान करेंगे।

7.4.8 अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

7.4.8.1 प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

(क) यदि अप्रत्याशित घटना का नोटिस जारी करने की तिथि से शुरु प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के लिए 180 (एक सौ अस्सी) दिन की अवधि (या कोई विस्तारित अवधि) पूरी होने से पूर्व, पक्षों का तर्कसंगत विचार है कि अप्रत्याशित घटना ऐसे 180 (एक सौ अस्सी) दिन की अवधि या क्लॉज 7.4.5 (निष्पादन से छूट) के अनुसरण में

सहमत किसी विस्तारित अवधि से आगे जारी रहने की संभावना है; या यह कि प्रभावित इकाई को बहाल करना गैर-किफायती या अव्यवहार्य है, तो पक्ष पारस्परिक रूप से पीपीए को निरस्त करने का निर्णय ले सकते हैं, यह निरस्तीकरण उस तिथि से लागू होगा जिस तिथि से ऐसा निर्णय लिया गया।

(ख) उपरोक्त क्लॉज 7.4.8.1(क) के प्रावधानों पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना, प्रभावित पक्ष, 180 (एक सौ अस्सी) दिन या अन्य किसी परस्पर विस्तारित अवधि की समाप्ति के बाद, पीपीए को अपने पूर्ण विवेक से इस संबंध में नोटिस जारी करते हुए तत्काल निरस्त करने का पात्र होगा।

(ग) क्लॉज 7.4.8.1(ख) के अनुसरण में पीपीए का निरस्तीकरण होने पर :

(i) उत्पादक को कोई निरस्तीकरण मुआवजा देय नहीं होगा;

(ii) उत्पादक अप्रत्याशित घटना होने से पूर्व बकाया मासिक बिलों के तहत निर्विवाद भुगतान के लिए पात्र होगा।

7.4.8.2 गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना के कारण निरस्तीकरण

(क) गैर-प्राकृतिक अप्रत्याशित घटना होने पर, उत्पादक को, अप्रत्याशित घटना के नोटिस की तिथि से 180 (एक सौ अस्सी) दिनों की अवधि पूर्ण होने के बाद अपने विवेक से पीपीए को तत्काल निरस्त करने का अधिकार होगा।

(ख) क्लॉज 7.4.8.2(क) के अनुसरण में पीपीए को निरस्त करने पर, क्लॉज 7.4.6 (अर्थात् अन्य हानियों के लिए कोई देयता नहीं के लिए क्लॉज) में किसी बात के होते हुए भी -

(i) खरीदार उत्पादक को आरई विद्युत परियोजना के संबंध में इन दिशानिर्देशों में परिभाषित देय ऋण राशि के बराबर की धनराशि और समायोजित इक्विटी का 110% (एक सौ दस प्रतिशत) 'अप्रत्याशित घटना निरस्तीकरण मुआवजा' के रूप में अदा करेगा और ऐसी आरई परियोजना संपत्तियों का अधिग्रहण करेगा।

(ii) उत्पादक अप्रत्याशित घटना होने से पूर्व बकाया मासिक बिलों के तहत निर्विवाद भुगतान के लिए पात्र होगा।

7.5 ऑफटेक बाध्यताओं के लिए उत्पादन मुआवजा: खरीदार पारेषण अवसंरचना/ग्रिड की अनुपलब्धता के कारण अथवा बैकडाउन की स्थिति में विद्युत को शिड्युल नहीं करने के लिए बाध्य हो सकता है।

(क) **ग्रिड अनुपलब्धता के कारण ऑफटेक बाध्यताओं में उत्पादन मुआवजा:** संयंत्र के प्रचालन के दौरान, कुछ ऐसी अवधि हो सकती हैं जब संयंत्र विद्युत का उत्पादन तो कर सकता है, परंतु अस्थायी पारेषण की अनुपलब्धता के कारण विद्युत का उपयोग नहीं हो पाता है जिसके लिए उत्पादक जिम्मेवार नहीं होता। ऐसे मामलों में खरीदार द्वारा निम्नलिखित प्रकार से उत्पादन मुआवजे का निपटान किया जाएगा:

ग्रिड अनुपलब्धता की अवधि	उत्पादन मुआवजे के लिए प्रावधान
एक वर्ष के दौरान 175 घण्टों से अधिक की ग्रिड अनुपलब्धता, जैसा कि पीपीए में परिभाषित है।	उत्पादन मुआवजा = *((कंपोजिट टैरिफ x प्रस्तावित आरई विद्युत (मेगावाट), जो खरीदार द्वारा शिड्यूल नहीं) + (फिक्स्ड चार्ज x प्रस्तावित तापीय विद्युत (मेगावाट), जो खरीदार द्वारा शिड्यूल नहीं)) X 1000 X ग्रिड अनुपलब्धता के घण्टे*

घटे हुए ऑफटेक के मामले में भुगतान:

(i) उत्पादक और खरीदार उपयुक्त आयोग द्वारा इस संबंध में जारी विनिर्देशों के तहत पूर्वानुमान और शिड्यूलिंग प्रक्रिया का अनुसरण करेंगे। यदि संयत्र विद्युत आपूर्ति के लिए उपलब्ध है परंतु खरीदार द्वारा

"वितरण लाईसेंसधारियों द्वारा विद्युत खरीद करार के तहत भुगतान सुरक्षा तंत्र के रूप में पर्याप्त लेटर ऑफ क्रेडिट (एलसी) शुरू करने और संचालित करने के संबंध में विद्युत मंत्रालय के दिनांक 28.06.2019 के आदेश सं. 23/22/2019-आरएंडआर'' और इससे संबंधित किसी स्पष्टीकरण या संशोधन की अनुपालना न होने के कारण विद्युत की आपूर्ति न होने सहित विद्युत ऑफटेक नहीं किया जाता है, तो आरई विद्युत के लिए 'मस्ट रन' स्थिति और तापीय विद्युत के लिए निर्धारित शुल्कों को ध्यान में रखते हुए, उत्पादक खरीदार से भुगतान के लिए निम्नलिखित तरीके से घटे ऑफटेक के अनुरूप भुगतान प्राप्त करने के लिए पात्र होगा। मुआवजे का दावा करने के लिए उत्पादक को एक प्राइस टेकर के रुप में पावर एक्सचेंज में अपनी बिजली बेचनी चाहिए । इस प्रकार मुआवजा घोषित क्षमता तक वास्तविक उत्पादन के अन्तर तक सीमित होगा जो अधिकतम अनुबंधित क्षमता और खरीदार द्वारा शिड्यूल की गई विद्युत की मात्रा के अध्यधीन होगा ।

घटा हुआ ऑफटेक	उत्पादन मुआवजे के लिए प्रावधान
	उत्पादन मुआवजा = ***((कंपोजिट टैरिफ x प्रस्तावित आरई विद्युत (मेगावाट,) जो खरीदार द्वारा शिड्यूल नहीं) + (निर्धारित शुल्क x प्रस्तावित तापीय विद्युत (मेगावाट), जो खरीदार द्वारा शिड्यूल नहीं)) X 1000 X घटे हुए ऑफटेक के घण्टों की संख्या*** *तथापि, उत्पादक द्वारा तीसरे पक्ष को बेची गई ऐसी विद्युत जो **प्रस्तावित** थी पर शिड्यूल नहीं हुई, उससे प्राप्त कोई धनराशि, यदि ऐसी बिक्री में कोई खर्च हुआ हो, तो उसकी कटौती के बाद, खरीदार से निम्नानुसार हिस्सेदारी की जाएगी, और मासिक आधार पर देय उत्पादन मुआवजे में समायोजित की जाएगी* ***(क) आरई विद्युत के लिए:*** *निवल वसूली का* 90% ***(ख) तापीय विद्युत के लिए:*** *परिवर्तनीय शुल्कों के ऊपर निवल वसूली का* 50%

7.6 चूक की स्थिति और उसके परिणाम

यद्यपि संबंधित पक्षों की चूक की स्थिति और इसके परिणामों के संबंध में विस्तृत प्रावधान एसबीडी में वर्णित होंगे, इस क्लॉज में उत्पादक और खरीदार (मध्यस्थ खरीदार को छोड़कर) की चूक से निपटने के व्यापक सिद्धांत शामिल हैं।

7.6.1 उत्पादक की चूक स्थिति तथा उसके परिणाम

(क) यदि उत्पादक विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर अक्षय ऊर्जा विद्युत संयंत्र चालू करने में असफल होता है या पीपीए की शर्तों के अनुसार विद्युत आपूर्ति करने में विफल होता है अथवा पीपीए की शर्तों के विपरीत अपने अधिकारों या दायित्वों का निर्वहन करता है या परित्याग करता है अथवा पीपीए के प्रावधानों का उल्लंघन करके अपने प्रमोटरों के नियंत्रण या हिस्सेदारी में परिवर्तन करता है या पीपीए में यथा निर्धारित अन्य कृत्य अथवा चूक करता है और पीपीए में यथा निहित उपचार अवधि के भीतर उपरोक्त किसी का भी हल निकालने में असमर्थ होता है, तो उत्पादक की चूक मानी जाएगी।

(ख) उत्पादक द्वारा चूक की स्थिति में विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर चालू करने में विफलता के लिए इन दिशानिर्देशों के अनुसार क्लॉज 15.4 तथा पीपीए की शर्तों के अनुसार विद्युत आपूर्ति न कर पाने के लिए क्लॉज 7.2 में उल्लिखित क्षति के लिए खरीदार को भुगतान करना पड़ेगा। अन्य मामलों में, खरीदार को उनके प्रभारों की अनुबंधित क्षमता के लिए 6

(छह) माह के बराबर या पीपीए की शेष अवधि, जो भी कम हो, के लिए क्षति का भुगतान करना होगा। खरीदार को अधिकार होगा कि वह किसी भी अन्य कानूनी प्रक्रिया या उपचार के उपाय पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना, बैंक गारंटी, यदि कोई हो, जब्त करके उक्त राशियों की वसूली करे।

(ग) उपरोक्त क्षतियों की वसूली के अलावा, उत्पादक की चूक की स्थिति में ऋणदाता पीपीए में विनिर्दिष्ट प्रतिस्थापन विकल्प तथा खरीदारों की सहमति के अनुसार प्रतिस्थापन के अधिकार का प्रयोग करने का पात्र होगा, तथापि, विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर ऋणदाता चूककर्त्ता उत्पादक के प्रतिस्थापन में असफल होने पर खरीदार पीपीए को रद्द कर सकता है तथा खरीदार देय ऋण (संबंधित अक्षय ऊर्जा परियोजना पर) के 90 प्रतिशत के बराबर की राशि के लिए अक्षय ऊर्जा परियोजनाओं की परिसंपत्तियाँ प्राप्त कर सकता है, ऐसा न कर पाने पर ऋणदाता अपने बंधक अधिकारों का प्रयोग कर सकता है तथा परियोजना परिसंपत्तियों की चुकौती कर सकता है।

7.6.2 खरीदार की चूक की स्थिति तथा उसके परिणामः

(क) यदि खरीदार/मध्यस्थ खरीदार अन्य बातों के साथ-साथ विनिर्दिष्ट समय अवधि के भीतर मासिक और/अथवा पूर्ण बिलों का भुगतान करने या पीपीए का निस्तारण करने में विफलता की वजहों से चूककर्त्ता है, तो चूककर्ता खरीदार, उत्पादक की पूर्व सहमति के अध्यधीन पीपीए की शर्तों में परिवर्तन किए बिना विनिर्दिष्ट अवधि के भीतर अपनी सहयोगी कंपनियों[1] सहित किसी तीसरे पक्ष के लिए अपने हिस्से का नया अनुबंध बनाना पड़ेगा।

([1] सहयोगी कंपनी का कंपनी के संबंध में तात्पर्य ऐसे व्यक्ति से होगा जो उस कंपनी को नियंत्रित करता है अथवा उससे नियंत्रित होता है अथवा उसके सामान्य नियंत्रण में है। अभिव्यक्ति "नियंत्रण" से तात्पर्य उस कंपनी के वोटिंग शेयर के 50 प्रतिशत से अधिक का प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष स्वामित्व या अधिकांश निदेशकों की नियुक्ति का अधिकार होने से है)

(ख) यदि उक्त हस्तांतरण उत्पादक को स्वीकार्य नहीं होगा, अथवा डिफाल्टर खरीदार द्वारा निर्धारित अवधि में हस्तांतरण का कोई प्रयास नहीं किया जाएगा, तो उत्पादक पीपीए को समाप्त कर सकता है और अपने विवेकाधिकार से, डिफाल्टर खरीदार से या तो (i) देय ऋण (संबंधित अक्षय ऊर्जा परियोजना पर) और 110 प्रतिशत (एक सौ दस प्रतिशत) समायोजित इक्विटी (संबंधित अक्षय ऊर्जा परियोजना पर), जैसा कि नीचे वर्णित है, उसमें बीमा कवर यदि कोई हो को, कम करके, राशि के समकक्ष समापन क्षतिपूर्ति का भुगतान करके परियोजना की परिसम्पत्तियों का अधिग्रहण करवा सकता है अथवा, (ii) सौर विद्युत उत्पादक, डिफाल्टर खरीदार से कह सकता है कि वह उसे छह महीने अथवा पीपीए की बकाया अवधि के लिए, इनमें जो भी कम हो, की समकक्ष राशि का भुगतान अनुबंधात्मक क्षमता में करे, ऐसे में परियोजना की परिसम्पत्तियां उत्पादक द्वारा रखी जाएंगी।

(ग) पीपीए की समाप्ति पर संयंत्र की कनेक्टिविटी के लिए सीटीयू को देय किसी भी प्रकार की हानियों या प्रभारों का वहन खरीदार द्वारा किया जाएगा।

(घ) समायोजित इक्विटी से तात्पर्य भारतीय रुपये में वित्त पोषित इक्विटी और चालू माह के पहले दिन ("संदर्भ तिथि"), नीचे दिए गए तरीके से समायोजित इक्विटी से है जो मूल्यह्रास और भिन्नताओं के कारण इसके मूल्य में परिवर्तन को प्रतिबिंबित करने के लिए और थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) और नियुक्त तिथि और संदर्भ तिथि (वित्तीय समापन प्राप्त करने की तारीख) के महीने के पहले दिन के बीच होने वाली किसी भी संदर्भ तिथि के लिए है;

i. वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी) को या उससे पहले, समायोजित इक्विटी भारतीय रुपये में वित्त पोषित और परियोजना पर खर्च की गई इक्विटी के योग के बराबर की राशि होगी, नियुक्त महीने की प्रथम दिनांक और संदर्भित दिनांक के बीच डबल्यूपीआई की भिन्नता के आधे हिस्से तक संशोधित;

ii. सीओडी को, समायोजित इक्विटी के बराबर राशि को आधार ("आधार समायोजित इक्विटी") माना जाएगा।

iii. सीओडी के बाद, समायोजित इक्विटी यहां आधार समायोजित इक्विटी राशि के बराबर राशि होगी, जो प्रत्येक महीने के शुरू में 0.333% (शून्य दशमलव तीन तीन तीन प्रतिशत) से कम होगी [प्रति तिमाही

1% (एक प्रतिशत) की कमी] और यह राशि, सीओडी और संदर्भ तिथि के बीच होने वाले डबल्यूपीआई में भिन्नता की सीमा तक संशोधित की जाएगी;

संदेह से बचने के लिए, समाप्ति की स्थिति में, समायोजित इक्विटी की गणना, स्थानांतरण तिथि से तुरंत पहले की संदर्भ तिथि के अनुसार की जाएगी; बशर्ते कि समायोजित इक्विटी में कोई कमी, उस अवधि के बराबर अवधि, यदि कोई हो, के लिए नहीं की जाएगी, जिसके लिए पीपीए अवधि बढ़ाई गई है, लेकिन डबल्यूपीआई के कारण संशोधन करना जारी रहेगा।

ङ) ऋण बकाया का अर्थ है स्थानांतरण तिथि पर भारतीय रुपए में बकाया निम्नलिखित रकम का कुल योग:

i. कुल परियोजना लागत ('मूलधन') के वित्तपोषण के लिए वित्त पोषण करारों के तहत वरिष्ठ उधारदाताओं द्वारा प्रदान की गई ऋण की मूल राशि, लेकिन हस्तांतरण तिथि से पहले 2 (दो) वर्षों के लिए चुकाए जाने वाले मूलधन के किसी भी हिस्से को छोड़कर;

ii. स्थानांतरण की तारीख तक उपरोक्त उप-खंड 7.6.2(ङ)(i) में निर्दिष्ट कर्ज के या उससे संबंधित वित्त पोषण करारों के तहत देय सभी उपार्जित ब्याज, वित्त पोषण फीस और शुल्क, परंतु निम्नलिखित शामिल नहीं है: (i) स्थानांतरण की तारीख से एक वर्ष पूर्व देय कोई ब्याज, फीस या शुल्क, (ii) किसी भी वरिष्ठ ऋणदाता को वित्तपोषण करारों के तहत देय जुर्माना ब्याज या शुल्कें (iii) किसी भी प्रकार के पूर्व-भुगतान शुल्क जो कर्ज़ के त्वरित भुगतान की अदायगी के संबंध में हो, सिवाय वहां, जहां ऐसे शुल्क यूटिलिटि डिफ़ाल्ट के कारण पैदा हुए हैं। (iv) किसी प्रकार का अनुषंगी ऋण, जो वित्तीय पैकेज में शामिल है और जिसे उधारदाताओं द्वारा कुल परियोजना लागत के वित्तपोषण के लिए वितरित किया गया है।

बशर्ते कि यदि बकाया ऋण का पूरा या आंशिक भाग वरिष्ठ ऋणदाताओं और/या रियायतग्राही द्वारा दिये गए विकल्प पर इक्विटी में परिवर्तनीय है, तो यह इस करार के प्रयोजनों के लिए समझा जाएगा कि ऋण बकाया नहीं है, चाहे ऐसा कोई परिवर्तन न हुआ हो और तत्संबंधी मूलधन से ऐसे निपटा जाएगा जैसे ऐसा कोई परिवर्तन किया गया हो।

बशर्ते यह कि सीओडी पर या उसके बाद की ऋण देयता, कुल परियोजना लागत के 80% (अस्सी प्रतिशत) से अधिक नहीं होगी।"

7.7 विधि/विनियम में परिवर्तन

7.7.1 इन दिशा-निर्देशों में, 'विधि/विनियम में बदलाव' बोली जमा कराने की अंतिम तारीख के बाद निम्नांकित घटनाओं में से किसी एक घटना के होने से सम्बद्ध होगा, अर्थात् (i) किसी नए विधि/विनियम का अधिनियमन; अथवा (ii) किसी प्रचलित विधि/विनियम में संशोधन, परिवर्तन या निरसन; अथवा (iii) कोई नई सहमति, परमिट या लाइसेंस प्राप्त करने की आवश्यकता; अथवा (iv) कोई सहमति, परमिट या लाइसेंस प्राप्त करने के लिए निर्धारित प्रचलित शर्तों में कोई बदलाव, जिसमें उत्पादक का कोई डिफॉल्ट न हो; अथवा (v) ऐसे करों, शुल्कों या सेस की दरों में कोई बदलाव, जिनका प्रत्यक्ष प्रभाव परियोजना पर पड़ता हो। परंतु, कॉर्पोरेट आय पर करों में परिवर्तन अथवा आय या लाभांश पर विद्होल्डिंग कर में किसी परिवर्तन को विधि/विनियम में परिवर्तन नहीं समझा जाएगा।

7.7.2 विधि/विनियम में परिवर्तन से उस समय उत्पादक को किसी भी प्रकार की प्रतिकूल वित्तीय हानि/लाभ होता है तो यह सुनिश्चित करने के लिए कि उत्पादक की वही वित्तीय स्थिति होती, यदि विधि/विनियम में कोई बदलाव न होता, उत्पादक/खरीदार दूसरे पक्ष द्वारा यथास्थिति प्रतिपूर्ति के लिए पात्र होगा, बशर्ते कि इस प्रकार "विधि/विनियम में परिवर्तन" उपयुक्त आयोग द्वारा मान्यता दी जाए। "विधि/विनियम में इस तरह के परिवर्तन" के कारण प्रतिपूर्ति का भुगतान निर्धारित किया जाएगा और उस तिथि से प्रभावी होगा जिस तिथि के बारे में उपयुक्त आयोग द्वारा निर्णय लिया जाएगा।

7.7.3 शुल्कों/करों/ सेस/प्रभारों/अधिरोपित राशियों की दरों में परिवर्तन जैसे विधि/विनियम में परिवर्तन के लिए उपरोक्त वाक्यांश (क्लॉज) 7.7.2 में शामिल प्रावधानों के होते हुए भी यदि संबंधित शुल्कों/ करों/ सेस/ प्रभारों/ अधिरोपित राशियों के विशिष्ट नाम का स्पष्ट रूप से उल्लेख के साथ बोली दस्तावेज़ में पहले से विनिर्दिष्ट किया जाता है तो इस प्रकार के शुल्कों/ करों/ सेस/ प्रभारों/ अधिरोपित राशियों की दरों में ऐसे परिवर्तन 'विधि/विनियम में परिवर्तन' माना जाएगा, तत्पश्चात् ऐसे शुल्कों/ करों/ सेस/ प्रभारों/ अधिरोपित राशियों में परिवर्तन के कारण प्रतिपूर्ति राशि की मात्रा, उपयुक्त आयोग से संपर्क की आवश्यकता के बिना, दूसरे पक्ष द्वारा प्रभावित पक्ष को दी जाएगी।

7.7.4 उपरोक्त खंड 7.7.2 के अनुसार उपयुक्त आयोग द्वारा यथा निर्धारित या उपरोक्त क्लॉज 7.7.3 के अनुसार उत्पादक तथा खरीदार के बीच परस्पर सहमति के बीच 'विधि/विनियम में परिवर्तन' के कारण प्रतिपूर्ति का भुगतान पीपीए टैरिफ में संशोधनों के अनुसार दूसरे पक्ष द्वारा प्रभावित पक्ष को किया जा सकता है।

7.7.4 क. आवश्यकता पड़ने, पर उपरोक्त क्लॉज 7.7.4 के होते हुए भी, खरीदार, वित्तीय प्रभाव की राशि का, पूरा या आंशिक रूप में, एकमुश्त भुगतान कर सकता है। शेष राशि, यदि कोई हो, का भुगतान पीपीए टैरिफ में संशोधन के अनुसार किया जा सकता है।

7.7.5 यदि विधि/विनियम में परिवर्तन से विद्युत चालू करने या आपूर्ति करने में विलंब होता है, जहां इन दोनों के बीच कारण और प्रतिफल स्पष्ट रूप से निर्धारित किया जा सकता है, वहाँ खरीदार स्थिति के अनुसार, विद्युत चालू करने की निर्धारित तिथि या विद्युत आपूर्ति की निर्धारित तिथि में उपयुक्त समय-विस्तार प्रदान कर सकता है।

8. बोली प्रक्रिया

8.1 खरीदार एकल चरण, दो भाग (तकनीकी बोली एवं वित्तीय बोली) को अपनाते हुए बोलियां आमंत्रित करेगा, बोली प्रक्रिया इलेक्ट्रॉनिक पद्धति (ई-बोली) के माध्यम से लगाई जाएगी। तकनीकी बोली पहले खोली जाएगी। वित्तीय बोली केवल उन्हीं बोलीदाताओं की खोली जाएगी जो तकनीकी बोली में अर्ह पाए जाएंगे। सफल ट्रैक रिकॉर्ड तथा पर्याप्त सुरक्षा और गोपनीयता की विशेषताओं वाले ई-प्रोक्योरमेंट प्लेटफॉर्म का उपयोग किया जाएगा।

8.2 खरीदार उत्पादकों को इन दिशानिर्देशों के अनुसार थर्मल विद्युत से परिपूरित अक्षय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों की स्थापना के लिए और आरटीसी अक्षय ऊर्जा विद्युत आपूर्ति हेतु आरएफएस में भाग लेने के लिए आमंत्रित करेगा।

8.3 आरएफएस तथा मसौदा पीपीए सहित बोली दस्तावेज खरीदार द्वारा इन दिशानिर्देशों तथा एसबीडी के अनुरूप तैयार किया जाएगा।

8.4 खरीदार इसके व्यापक प्रचार के लिए कम से कम दो राष्ट्रीय समाचार पत्रों में तथा अपनी वेबसाइट में आरएफएस नोटिस प्रकाशित करेगा।

8.5 खरीदार प्रत्याशित बोलीदाताओं के लिए बोली-पूर्व सम्मेलन का अवसर प्रदान करेगा तथा किसी भी बोलादाता के लिए निविदा दस्तावेजों की लिखित व्याख्या उपलब्ध कराएगा जिसे सभी अन्य बोलीदाताओं को भी उपलब्ध कराया जाएगा। सभी सम्बद्ध पार्टियां पूरी तरह लिखित पत्राचार पर ही भरोसा करेंगी। बोली दस्तावेजों से संबंधित किसी प्रकार का स्पष्टीकरण या संशोधन को पर्याप्त जानकारी हेतु खरीदार की वेबसाइट पर अपलोड किया जाएगा। बोली दस्तावेजों के संबंध में किसी भी तरह के संशोधन का या सुधार किए जाने पर बोलीदाताओं को बोलियाँ प्रस्तुत करने के लिए तब से कम से कम 7 दिन का समय दिया जाएगा।

9. चयन के लिए अनुरोध (आरएफएस) दस्तावेज

आरएफएस दस्तावेज में खरीदार द्वारा किए जाने वाले मानक प्रावधानों में निम्नलिखित शामिल होंगे और उनमें उपयुक्त रूप से विस्तार किया जा सकता हैः

9.1 बोली उत्तरदायित्वता

बोली का मूल्यांकन तभी किया जाएगा जब वह पूर्ण उत्तरदायी हो और अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित शर्तों को पूरा करे।

(क) बोलीदाता या उसका कोई भी सहयोगी किसी भी ऋणदाता का जान-बूझकर चूककर्ता न रहा हो।

(ख) बोलीदाता या उसके किसी सहयोगी के खिलाफ ऐसी कोई बड़ी मुकदमेबाजी लंबित न हो या उसकी आशंका न हो, जिससे परियोजना आरंभ करने के लिए बोलीदाता की योग्यता या उपयुक्तता पर संदेह होता हो।

9.2 बोलीदाताओं द्वारा पूरी की जाने वाली आवश्यक योग्यता

9.2.1 तकनीकी मानदंडः

सरकार भागीदारी बढ़ाकर प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करना चाहेगी। हालांकि, परियोजनाओं का यथोचित कार्यान्वयन सुनिश्चित करने के लिए खरीदार बोलीदाताओं के पिछले अनुभव आदि जैसे तकनीकी मानदंड का उल्लेख कर सकता है। ऐसे परियोजना विकासकों, जिनके द्वारा मानदंड पूरे किए जाने की संभावना हो, की संख्या के मूल्यांकन के बाद ऐसे मानदंड तय किए जाने चाहिए ताकि प्रतिस्पर्धा का समुचित स्तर हासिल किया जा सके।

9.2.2 वित्तीय मानदंड

(क) निवल मूल्य

(i) खरीदार आवश्यक योग्यता के भाग के रूप में निवल मूल्य में वित्तीय मानदंड का उल्लेख करेगा। यह विचार करते हुए कि उत्पादक अक्षय ऊर्जा (आरई) और तापीय विद्युत दोनों की आपूर्ति के लिए जिम्मेदार है, अतः अनुमानित आरई परियोजना लागत का कम से कम 30 प्रतिशत (तीस प्रतिशत) निवल मूल्य आवश्यक होना चाहिए।

(ii) उपरोक्त प्रयोजन के लिए विचार किए जाने वाला निवल मूल्य बोलीदाता कंपनी या संघ (कंसोर्टियम) का संचयी निवल मूल्य होगा, जिसमें बोलीदाता(ओं) की ऐसी सहायक कंपनियों का निवल मूल्य शामिल होगा जो आरएफएस दस्तावेज के अनुसार, बोलीदाता(ओं) के ऐसा करने में विफल होने पर अपेक्षित फंडिंग और निष्पादन तथा गारंटियां दी जा सके।

(iii) यह स्पष्ट किया जाता है कि इस क्लॉज के लिए विचार किए जाने वाले निवल मूल्य की गणना कंपनी अधिनियम के अनुसार की जाएगी।

(ख) लिक्विडिटी (चल निधि)

यह आवश्यक है कि परियोजना के लिए आवश्यक निधि की व्यवस्था करने के लिए बोलीदाता के पास पर्याप्त नकदी (कैश फ्लो)/आंतरिक प्राप्तियाँ/बैंक व्यवस्था है। तदनुसार, खरीदार वार्षिक टर्नओवर, आंतरिक संसाधन जुटाने, बैंक व्यवस्था/ऋण व्यवस्था, बोली लगाने की क्षमता इत्यादि जैसे उपयुक्त मापदंडों का भी उल्लेख कर सकता है।

9.3 बयाना राशि (ईएमडी) की मात्रा

खरीदार बोलीदाताओं द्वारा प्रस्तुत की जाने वाली बैंक गारंटी/भुगतान वचन पत्र/कॉर्पोरेट गारंटी के रूप में बयाना जमा (ईएमडी) राशि का उल्लेख करेगा। निर्धारित समय अवधि के भीतर पीपीए का निष्पादन करने में उत्पादक की विफलता के कारण इन दिशानिर्देशों में यथा परिभाषित ईएमडी की जब्ती या ब्लैकलिस्टिंग/डिबार्रिंग (निषेध) आदि की जाएगी।

9.4 विदेशी बोलीदाताओं द्वारा एफडीआई कानून का अनुपालन

यदि किसी विदेशी कंपनी को सफल बोलीदाता के रूप में चुना जाता है, तो वह भारत में विदेशी प्रत्यक्ष निवेश से संबंधित सभी कानूनों और प्रावधानों का पालन करेगी।

10. बोली प्रक्रिया के लिए सूचक समय सारणी

10.1 बोली प्रक्रिया में आरएफएस दस्तावेजों को जारी करने और बोली प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि के बीच 22 (बाइस) दिनों की न्यूनतम अवधि दी जाएगी। बोली प्रक्रिया के लिए सूचक समय-सारिणी नीचे दी गई हैः-

बोली प्रक्रिया के लिए सूचक समय-सारणी		
क्र.सं.	**कार्य वृतांत**	**शून्य तारीख से व्यतीत समय**
1	दस्तावेज चयन के लिए अनुरोध (आरएफएस) जारी करने, परियोजना विशिष्ट मसौदा विद्युत खरीद करार व अन्य मसौदा परियोजना करार और विद्युत बिक्री करार (पीएसए), यदि लागू हो, की तारीख।	शून्य तारीख

2	बिड क्लेरीफिकेशन, कान्फ्रेंस, साइट सहित परियोजना के सभी विशिष्ट विवरण साझा करने के लिए ऑनलाइन डेटा कक्ष खोलना, यदि खरीदार द्वारा उल्लेख किया गया हो, और आरएफएस में संशोधन।	**
3	आरएफएस बोली प्रस्तुत करना	22 दिन
4	तकनीकी बोलियों का मूल्यांकन	64 दिन
5	वित्तीय बोलियों का मूल्यांकन और ई-रिवर्स नीलामी करना	99 दिन
6	आशय पत्र [लेटर ऑफ इंटेंट (एलओआई)] जारी करना	110 दिन
7	पीपीए और पीएसए पर हस्ताक्षर (यदि लागू हो)	140 दिन

**आरएफएस दस्तावेज में किसी बदलाव के मामले में, खरीदार इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 8.5 के अनुसार बोलीदाताओं को अतिरिक्त समय देगा।

नोटः यह स्पष्ट किया जाता है कि यदि खरीदार बोली प्रक्रिया में किसी भी कार्य के लिए अधिक समय देता है, तो उस कार्य से पहले पूरी होने वाली आवश्यक गतिविधियां रोकने में विलंब के कारण या किसी अन्य कारण से इस तरह के समय विस्तार को किसी भी तरह से इन दिशानिर्देशों से अलग नहीं माना जाएगा।

10.2 सामान्य परिस्थितियों में, बोली प्रक्रिया 110 (एक सौ दस) दिनों की अवधि में पूरी हो जानी चाहिए।

10.3 इन दिशानिर्देशों के तहत विद्युत की खरीद के लिए कोई भी बोली जारी करने से पहले नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा मध्यस्थ खरीदार के रूप में नामित सभी केन्द्रीय एजेंसियाँ, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय से मंजूरी लेगी ताकि बोली प्रतिस्पर्धा को बढ़ाने और इष्टतम टैरिफ प्राप्त करने के लिए उपयुक्त तरीके से बोलियां निर्धारित की जा सके।

11. अनुबंध प्रदान करना और समाप्त करना

11.1 पीपीए पर सफल बोलीदाता/परियोजना कंपनी या सफल बोलीदाता द्वारा स्थापित एसपीवी के हस्ताक्षर होंगे।

11.2 आरएफएस बोलियों के मूल्यांकन के लिए खरीदार एक समिति का गठन करेगा। बोली प्रक्रिया के निष्कर्ष के बाद आरएफएस बोलियों के मूल्यांकन के लिए गठित मूल्यांकन समिति, गंभीरतापूर्वक गुणदोष की दृष्टि से बोलियों का मूल्यांकन करेगी और उपयुक्त रूप से यह प्रमाणित करेगी कि बोली प्रक्रिया और मूल्यांकन आरएफएस के प्रावधानों के अनुरूप किए गए हैं। मूल्यांकन प्राधिकारी को यह संतुष्टि होनी चाहिए कि चयनित प्रस्ताव युक्तिसंगत तथा आवश्यकता के अनुरूप है। यदि अंकित दरें मौजूदा बाजार की कीमतों के अनुसार नहीं है, तो मूल्यांकन समिति को सभी मूल्य की बोलियां रद्द करने का अधिकार होगा।

11.3 पारदर्शिता के प्रयोजन से, खरीदार, पीपीए के निष्पादन के बाद सार्वजनिक रूप से सफल बोलीदाता (ओं) के नामों और घटकों के ब्यौरे, यदि कोई है, के साथ उनके द्वारा अंकित टैरिफ का खुलासा करेगा। यह सार्वजनिक खुलासा कम-से-कम 30 दिनों के लिए खरीदार की वेबसाइट पर डालकर, किया जाएगा।

11.4 यथास्थिति अधिनियम के प्रावधानों के अध्यधीन, वितरण लाइसेंसधारी या मध्यस्थ खरीदार, इन दिशानिर्देशों के अनुसार आयोजित पारदर्शी प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया में ई-रिवर्स नीलामी या अन्य के माध्यम से टैरिफ की प्रस्तुति के 15 (पंद्रह) दिनों के अंदर अधिनियम की संगत धाराओं के तहत खरीदी जाने वाली बिजली की मात्रा तथा प्रस्तुत टैरिफ को लागू करने के लिए उपयुक्त आयोग से संपर्क करेगा।

11.5 वितरण लाइसेंसधारी या मध्यस्थ खरीदार यथास्थिति मामले में टैरिफ लागू करने के लिए उपयुक्त आयोग से संपर्क करता है, तो इस प्रकार के अनुरोध के साठ दिनों के भीतर या विद्युत बिक्री करार (पीएसए) की तिथि से 120 (एक सौ बीस) दिनों के भीतर, जो भी अधिक हो, उपयुक्त आयोग द्वारा निर्णय नहीं लिया जाता है, तो खरीदार उपयुक्त आयोग द्वारा इसे लागू करने / अनुमोदित करने में इस प्रकार के अनुरोध के [60 (साठ) से अधिक दिनों के विलंब अथवा विद्युत बिक्री करार (पीएसए) 120 (एक सौ बीस) दिनों से अधिक के विलम्ब, जो भी अधिक हो], के अनुसार, उत्पादक को चालू करने के निर्धारित समय या निर्धारित आपूर्ति तिथि में उचित विस्तार करेगा यदि उत्पादक ने उपयुक्त आयोग द्वारा इसे लागू करने/अनुमोदित करने की तिथि तक साइट पर कोई कार्य शुरु नहीं किया हो।

12. बैंक गारंटी/कॉर्पोरेट गारंटी/भुगतान आदेश पत्र/वचन पत्र

उत्पादक को आरएफएस की शर्तों में खरीदार को भुगतान करने के लिए निम्नलिखित बैंक गारंटी/कॉर्पोरेट गारंटी/वचन पत्र देना होगा।

12.1 बयाना जमा राशि (ईएमडी), खरीदार द्वारा निर्धारित की जाएगी, लेकिन यह उस वित्तीय वर्ष के आरई विद्युत परियोजना लागत की अनुमानित पूंजी लागत के 2 प्रतिशत (दो प्रतिशत) से अधिक नहीं होगी, जो आरएफएस के रिस्पांस के साथ निम्नलिखित रूप में प्रस्तुत की जाएगी:-

क) बैंक गारंटी

या

ख) भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास संस्था (इरेडा)/पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी)/आरईसी लि. (आरईसी) से निविदा की शर्त में उत्पादक के चूक करने की स्थिति में भुगतान करने के लिए "भुगतान आदेश पत्र"/वचन पत्र।

*"*भुगतान आदेश पत्र*" ("*पेमेंट ऑन ऑडर इंस्ट्रुमेंट*")* का तात्पर्य भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी लि. (इरेडा) या पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी) या आरईसी लि. (आरईसी) *[*नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई)/विद्युत मंत्रालय (एमओपी) के अंतर्गत तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थान*]* से निविदा शर्तों/विद्युत खरीद करार (पीपीए) के संदर्भ में उत्पादक से हुई चूक की स्थिति में भुगतान करने के लिए वचन पत्र से है। इस तरह के पत्र *(*पत्रों*)* का प्रभाव किसी भी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा जारी बैंक गारंटी के समान प्रभाव होगा। इस तरह के *"*भुगतान आदेश पत्र*"*में किसी भी सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक द्वारा रखी गई बैंक गारंटी के समान नियम और शर्तें होंगी और निर्धारित समय के भीतर खरीदार को भुगतान करने का वादा किया जाएगा। उपरोक्त तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थानों (इरेडा, पीएफसी और आरईसी) को विधिवत् प्रतिभूति प्रदान करके उत्पादक ऐसे पत्रों की मांग कर सकते हैं। खरीदार इरेडा, पीएफसी और आरईसी को छोड़कर किसी भी अन्य गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थानों या बैंक से उपरोक्त या कोई अन्य *"*लैटर ऑफ अंडरटेकिंग (वचन पत्र)*"*दस्तावेज स्वीकार नहीं करेगा।

12.2 निष्पादन गारंटी (पीबीजी) खरीदार द्वारा निर्धारित की जाएगी, लेकिन ऐसे वित्तीय वर्ष जिसमें बोलियां आमंत्रित की जाती हैं, के लिए अनुमानित आरई विद्युत परियोजना लागत का 5 प्रतिशत (पांच प्रतिशत) से अधिक नहीं होना चाहिए जिसे पीपीए पर हस्ताक्षर करने के समय निम्नलिखित तरीके से प्रस्तुत किया जाना है:-

क. बैंक गारंटियां

या

ख. भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी (इरेडा) / पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन लि. (पीएफसी) और आरईसी लि. (आरईसी) से विद्युत खरीद करार (पीपीए) के संदर्भ में आरई विद्युत उत्पादकों की चूक की स्थिति में भुगतान करने के लिए भुगतान आदेश पत्र/वचन पत्र।

12.3 अन्य उपायों के अलावा यह पीबीजी (या इन दिशानिर्देशों के अनुसार प्रदत्त कोई विकल्प) पीपीए के संदर्भ में उत्पादक की किसी क्षति/बकाया की वसूली के लिए भुनाई जा सकती है। इसके द्वारा यह स्पष्ट किया जाता है कि पीपीए के तहत उत्पादक की चूक होने पर पीबीजी को भुनाकर मध्यस्थ खरीदार द्वारा प्राप्त की गई क्षतियां / बकायों की राशि को इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 7.3.2 के तहत मध्यस्थ खरीदार द्वारा प्रबंध किए जाने वाले भुगतान सुरक्षा कोष में जमा किया जाएगा। पीबीजी (या इन दिशानिर्देशों के अनुसार उपलब्ध विकल्प) परियोजना के चालू होने के 45 दिनों के अंदर उत्पादक को वापस कर दिए जाएंगे। आंशिक रूप से चालू करने के मामले में, चालू की गई आंशिक क्षमता के अनुसार इस तरह आंशिक रूप से चालू किए जाने के 45 दिनों के अंदर पीबीजी वापस की जाएगी।

12.4 खरीदार निष्पादन बैंक गारंटी (पीबीजी) के रूप में उत्पादक द्वारा प्रस्तुत बैंक गारंटी को अवमुक्त कर सकता है, यदि उत्पादक भारतीय अक्षय ऊर्जा विकास एजेंसी लि. (इरेडा) या पावर फाइनेंस लि. (पीएफसी) या आरईसी लि. (आरईसी) से विद्युत खरीद करार (पीपीए) के संदर्भ में उत्पादक की चूक की स्थिति में भुगतान करने के लिए इसके स्थान पर "भुगतान आदेश पत्र"/वचन पत्र देने में सक्षम हो। उत्पादक कार्यान्वयन एजेंसियों के पास पहले से रखी उनकी बैंक गारंटी को बदलवाने के लिए उपरोक्त तीन गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थानों (इरेडा, पीएफसी और आरईसी) को समुचित प्रतिभूति प्रदान करके ऐसे पत्र की मांग कर सकता है।

13. वित्तीय खाता बंद

13.1 आरटीसी विद्युत उत्पादक, पीपीए के संदर्भ में निम्नलिखित समय के भीतर वित्तीय खाता बंदी करेगाः

(क) 500 मेगावाट तक के परियोजना आकार के लिए विद्युत खरीद करार के निष्पादन की तिथि से 12 (बारह) माह;

(ख) 500 मेगावाट से बड़ी परंतु 1000 मेगावाट तक की परियोजना के लिए विद्युत खरीद करार के निष्पादन की तिथि से 18 (अठारह) माह;

(ग) 1000 मेगावाट से बड़ी आकार की परियोजना के लिए विद्युत खरीद करार के निष्पादन की तिथि से 24 (चौबीस) माह;

13.2 तथापि, यदि किसी भी कारणवश, वित्तीय खाता बंदी करने की अवधि इन दिशानिर्देशों में की गई व्यवस्था से कम करने की जरूरत पड़ती है, तो खरीदार ऐसा कर सकता है।

13.3 ऐसा न होने पर खरीदार पीबीजी का नकदीकरण कर सकता है बशर्ते कि देरी का कारण सरकार द्वारा जमीन के आवंटन में देरी रहा हो, न कि आरटीसी विद्युत उत्पादक के कृत्य/अकृत्य अथवा किसी अप्रत्याशित कारण से हो। हालांकि, वित्तीय खाता बंदी करने के लिए एक समय विस्तार पर, पीपीए में यथाउल्लिखित विस्तार शुल्कों का भुगतान होने पर, आरटीसी विद्युत उत्पादक के अनुरोध पर ही खरीदार द्वारा विचार किया जा सकता है। इस विस्तार का एससीडी पर कोई प्रभाव नहीं पड़ेगा। यदि कोई शुल्क का भुगतान किया गया हो तो, एससीडी के अंतर्गत सफल कमीशनिंग होने पर, इन्हें किसी प्रकार के ब्याज के बगैर आरटीसी विद्युत उत्पादक को लौटाया जाएगा।

13.4 यह माना गया है कि इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 11.5 के अनुसार, प्रस्तुत करने के 60 दिनों के भीतर या विद्युत बिक्री करार (पीएसए) की तिथि से 120 दिनों के भीतर, जो भी अधिक हो, उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ लागू किया जाएगा। तथापि, इन दिशानिर्देशों में निहित किसी भी बात के बावजूद, उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को अपनाने में किसी भी तरह की देरी, जो प्रस्तुत करने के 60 दिनों से अधिक या पीएसए के 120 दिनों में से जो भी अधिक हो, होने पर वित्तीय खाता बंदी में तद्नुसार विस्तार किया जाएगा।

14. प्रमोटर द्वारा धारित की जाने वाली न्यूनतम प्रदत्त शेयर पूंजी

14.1 सफल बोलीदाता, यदि वह एकल कंपनी है तो यह सुनिश्चित करेगा कि एसपीवी / पीपीए निष्पादित करने वाली परियोजना कंपनी में उसकी हिस्सेदारी, खरीदार की पूर्व स्वीकृति के अलावा, सीओडी (क्लॉज 16 में यथापरिभाषित) से 2 (दो) वर्ष से पूर्व किसी भी समय, 51% (इक्यावन प्रतिशत) से कम नहीं होगी। यदि सफल बोलीदाता एक समूह है, तो खरीदार की पूर्व सहमति के अलावा एसपीवी / पीपीए का निष्पादन करने वाली कंपनी में समूह के सदस्यों की संयुक्त हिस्सेदारी सीओडी से 2 (दो) वर्ष पूर्व किसी भी समय 51% से नीचे नहीं होगी। इसके अलावा, सफल बोलीदाता यह सुनिश्चित करेगा कि उसके प्रमोटर खरीदार की पूर्व अनुमति के अलावा सीओडी से 2 (दो) वर्ष तक बोली लगाने वाली कंपनी/समूह का नियंत्रण[2] नियंत्रण नहीं छोड़ेंगे। इस मामले में यह भी आवश्यक होगा कि सफल बोलीदाता, खरीदार के साथ पीपीए पर हस्ताक्षर करने से पूर्व अपने प्रमोटरों तथा उनकी शेयरधारिता के बारे में जानकारी प्रदान करे।

[[2] अभिव्यक्ति 'नियंत्रण' का तात्पर्य, प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष रूप से ऐसी कंपनी के 50% (पचास प्रतिशत) से अधिक वोटिंग शेयरों का स्वामित्व या अधिकतर निदेशकों को नियुक्त करने का अधिकार होगा।.]

14.2 सीओडी से 2 (दो) वर्ष की समाप्ति के बाद शेयरधारिता में किसी प्रकार के बदलाव को खरीदार को सूचना देकर किया जा सकता है।

14.3 यदि उत्पादक ऋणदाता(ओं) के समक्ष दिवालिया घोषित करे, तो ऋणदाता, खरीदारों की सहमति से "प्रमोटर का प्रतिस्थापन" करने के हकदार होंगे।

15. चालू करना

15.1 आंशिक रूप से चालू करना:

खरीदार को परियोजना का आंशिक रूप से चालू होना इस शर्त के साथ स्वीगकार्य होगा कि पहली बार और उसके बाद किसी बार में चालू होने वाली न्यूनतम क्षमता 100 मेगावाट होगी और इससे पीपीए में चालू नहीं हुए हिस्से के लिए जुर्माना लगाने के प्रावधान पर कोई प्रतिकूल असर नहीं पड़ेगा। लेकिन आंशिक रूप से चालू होने की वजह से एससीडी में फेरबदल नहीं होगा। आंशिक चालू या पूर्ण चालू होने की तिथियों पर ध्यान दिये बिना, एससीडी की तिथि या पूर्ण परियोजना क्षमता चालू होने की तिथि, जो भी बाद में हो, से 25 (पच्चीस) वर्ष की अवधि तक पीपीए लागू होगा।

15.2 शीघ्र चालू करना:

पारेषण कनेक्टिविटी और लाँग टर्म एक्सेस (एलटीए) की उपलब्धता के अध्यधीन एससीडी से पूर्व भी, उत्पादक को परियोजना पूर्ण रूप से चालू करने तथा आंशिक रूप से चालू करने की अनुमति होगी। आंशिक रूप से शीघ्र शुरुआत के मामलों में, एससीडी तक, उत्पादक को खरीदारों के अलावा किसी अन्य संस्था को उत्पादित विद्युत की बिक्री करने की छूट होगी, बशर्ते कि मनाही का प्रथम अधिकार खरीदार के पास होगा। अनुरोध प्राप्ति के 15 (पंद्रह) दिनों के भीतर खरीदार मना कर पाएंगे, जिसके बाद इसे मनाही मान ली जाएगी। एससीडी से पूर्व शीघ्र चालू किए जाने के मामलों में, खरीदार द्वारा पीपीए शुल्क पर उत्पादन की खरीद की जा सकेगी। शीघ्र आंशिक चालू किए जाने या शीघ्र पूर्ण रूप से चालू किए जाने के मामले में भी एससीडी से 25 (पच्चीस) वर्ष की अवधि तक पीपीए लागू रहेगा।

15.3 कमीशनिंग तथा आपूर्ति समय की शुरुआतः

(क) परियोजनाएं चालू की जाएंगी और वे विद्युत की आपूर्ति निम्नानुसार अवधि में शुरु की जाएंगीः

(i) 500 मेगावाट से कम परियोजना आकार के लिए पीपीए निष्पादन की तिथि से 18 (अठारह) माह;

(ii) 500 मेगावाट से अधिक परंतु 1000 मेगावाट से कम की परियोजना के लिए पीपीए के निष्पादन की तिथि से 24 (चौबीस) माह;

(iii) 1000 मेगावाट से बड़े आकार की परियोजना के लिए पीपीए निष्पादन की तिथि से 30 (तीस) माह;

(ख) तथापि, यदि किसी कारणवश, चालू होने के निर्धारित समय को दिशानिर्देशों में की गई व्यवस्था से कम रखने की आवश्यकता है, तो खरीदकर्ता ऐसा कर सकता है।

(ग) यह मान लिया जाता है कि इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 11.5 के संदर्भ में उपयुक्त आयोग द्वारा प्रस्तुति के 60 दिनों या विद्युत विक्रय समझौता (पीएसए) की तिथि से 120 दिनों, जो भी अधिक हो, के भीतर टैरिफ को अपनाया जाएगा। तथापि, इन दिशानिर्देशों में निहित किसी बात के बावजूद, उपयुक्त आयोग द्वारा टैरिफ को अपनाने में कोई देरी, जो प्रस्तुति के 60 दिन से ज्यादा या पीएसए के 120 दिन से ज्यादा, जो भी अधिक हो, के कारण चालू करने के समय में या विद्युत की आपूर्ति की तिथि में तदनुसार विस्तार किया जाएगा।

15.4 चालू होने में देरी तथा विद्युत आपूर्ति की शुरुआतः

निर्धारित अवधि की समाप्ति के बाद चालू करने और विद्युत आपूर्ति की शुरुआत में देरी की स्थिति में उत्पादक पर दंड लगाया जाएगा, जिसका विवरण नीचे दिया गया हैः

(क) एससीडी से 6 (छह) माह तक चालू होने में देरी पर, चालू नहीं हुई क्षमता के अनुपात में और प्रतिदिन आधार पर निष्पादन बैंक गारंटी या वैकल्पिक साधनों को भुनाना।

(ख) एससीडी से छह माह के अधिक समय से चालू होने में देरी पर, इन दिशानिर्देशों के क्लॉज 7.6.1 के अनुसार उत्पादक द्वारा चूक किया गया माना जाएगा और अनुबंधित क्षमता को एससीडी + 6 (छह) माह तक चालू की गई परियोजना क्षमता तक घटाया जाएगा। चालू नहीं की गई शेष क्षमता के लिए पीपीए निरस्त कर दिया जाएगा।

16. वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (सीओडी):

वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (सीओडी) वह होगी जिस तिथि से आरई विद्युत परियोजना की पूर्ण क्षमता या आरई विद्युत परियोजना की अंतिम हिस्सा क्षमता को सफलतापूर्वक चालू करने पर, जैसा भी मामला हो, कमीशनिंग प्रमाणपत्र जारी किया जाता है।

17. पारेषण कनेक्टिविटी

17.1 सीटीयू के स्वामित्व वाली पारेषण प्रणाली तक पारेषण कनेक्टिविटी और पहुंच प्राप्त करने की जिम्मेवारी उत्पादक पर होगी और उसी के खर्च पर होगी।

17.2 मीटरिंग पॉइंट, जो वे पॉइंट होते हैं जिन पर खरीदार को आपूर्ति की जाने वाली विद्युत को नापा जाएगा, वे सीटीयू सबस्टेशन के कम वोल्टेज बस बार होंगे। आरई पार्कों के मामले में, मीटरिंग पॉइंट अंतिम निकासी सीटीयू सबस्टेशन है जिसके साथ सभी पूलिंग सबस्टेशनों से आंतरिक पारेषण को जोड़ा जाता है। व्हिलिंग शुल्क और परियोजना तथा मीटरिंग पाइंट के बीच के नुकसान सहित सभी खर्च का भुगतान उत्पादक द्वारा खरीदार से किसी प्रकार की प्रतिपूर्ति के बगैर किया जाएगा। व्हिलिंग चार्जेज और नुकसान समेत मीटरिंग प्वाइंट से आगे के ट्रांसमिशन और वितरण जैसे तमाम खर्चों का भुगतान खरीदार करेगा। सीटीयू द्वारा खर्चों को उनकी क्षमता के अनुपात में या बुनियादी ढांचे का साझा उपयोग करते हुए परियोजना के मानकीय उत्पासदन के अनुसार सीधे परियोजना के बिलों में शामिल किये जाने की व्यनवस्था् की जाएगी या फिर पार्क डेवलपर के पक्ष में बिल बनाया जाएगा जो इसकी सीधी वसूली खरीदार से करेगा या उत्पादक से करेगा जिसके लिए उत्पादक खरीदार से प्रतिपूर्ति प्राप्त कर सकता है।

18. तकनीकी विशिष्टताएं

परियोजनाओं को पूरा करने और टेक्नोललाजी संबंधी जोखिमों को कम करने के लक्ष्ये को प्राप्तफ करने के लिए खरीदार वाणिज्यिक रूप से सुस्थाापित और कार्यरत प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देगा। चयनित की जाने वाली सौर पीवी / पवन / हाइब्रिड विद्युत परियोजनाओं के लिए विस्तारित तकनीकी विशिष्टताएं, एमएनआरई द्वारा समय-समय पर निर्दिष्ट किए गये अनुसार होंगी।

19. दिशानिर्देशों में परिभाषित प्रक्रिया से विचलन

इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य प्रक्रियाओं में मानकीकरण और एकरूपता लाना है ताकि खरीदारी में ईमानदारी और पारदर्शिता हो। इस तरह, इन दिशानिर्देशों का बोली प्रक्रिया में सख्ती से पालन किये जाने की आवश्यकता है और विद्युत अधिनियम की धारा 63 के तहत कोयला आधारित तापीय विद्युत परियोजनाओं से परिपूरित/ संतुलित ग्रिड संबद्ध अक्षय ऊर्जा (आरई) विद्युत परियोजनाओं से चौबीसो घण्टे विद्युत प्राप्त करने संबंधी किसी बोली को इन दिशानिर्देशों के विपरीत जारी नहीं किया जाएगा। तथापि, यदि खरीदार के लिए इन दिशानिर्देशों से/या एसबीडी से विचलन आवश्यक हो जाता है, तो यह बोली प्रक्रिया की शुरुआत होने से पूर्व ही उपयुक्त आयोग द्वारा अनुमोदन के अधीन होगा। उपयुक्त

आयोग, ऐसी याचिका दायर करने के 60 (साठ) दिनों के यथोचित समय के भीतर बोली दस्तावेजों को अनुमोदित करेगा या उनमें संशोधन की जरूरत बताएगा।

20. मध्यस्थता

इस स्थिति में यदि सीईआरसी उपयुक्त आयोग है, तो टैरिफ में बदलाव का दावा करने या टैरिफ निर्धारित करने या कोई टैरिफ संबंधी मामले, या ऐसे मामले जिनसे आंशिक रूप से या पूर्ण रूप से टैरिफ में बदलाव हो सकते हैं, के संबंध में विवाद होने पर पर सीईआरसी फैसला करेगा। अन्य सभी विवादों का समाधान भारतीय मध्यस्थता एवं समाधान अधिनियम, 1996 के तहत किया जाएगा। यदि एसईआरसी / जेईआरसी उपयुक्त आयोग हो, तो सभी विवादों पर एसईआरसी/जेईआरसी द्वारा निर्णय किया जाएगा अथवा एसईआरसी / जेईआरसी द्वारा मध्यस्थता के लिए भेजा जाएगा।

21. दिशानिर्देशों के बारे में स्पष्टीकरण और संशोधन

यदि इन दिशानिर्देशों के प्रावधानों को लागू करने में या दिशानिर्देशों की व्याख्या में या दिशानिर्देशों के संशोधन में किसी प्रकार की परेशानी उत्पन्न होती है, तो नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्री के अनुमोदन से विद्युत मंत्रालय को ऐसा करने की शक्तियां है। इस संबंध में निर्णय सभी संबधित पक्षों पर बाध्यकारी होगा।

22. अक्षय खरीद बाध्यता (आरपीओ)

इस योजना के तहत खरीदे गए अक्षय ऊर्जा उपकरण [आरई स्रोतों से चार्ज की गई ऊर्जा भंडारण प्रणाली (ईएसएस)] आरपीओ अनुपालना के पात्र होंगे। यदि आरई विद्युत में सौर और गैर-सौर दोनों घटक हैं, सौर तथा गैर-सौर के बीच विभाजन हाईब्रिड संयंत्रों के मामले में अपनाए गए सिद्धांत के अनुसार होगा।

23. आईएसटीएस शुल्क और हानियां

विद्युत के पारेषण के संबंध में आईएसटीएस शुल्क और हानियां व अक्षय ऊर्जा विद्युत के लिए माफी वर्तमान विनियमनों के तहत होगी।

घनश्याम प्रसाद, संयुक्त सचिव

MINISTRY OF POWER

RESOLUTION

New Delhi, the 22nd July, 2020

Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for Procurement of Round-The Clock Power from Grid Connected Renewable Energy Power Projects, complemented with Power from Coal Based Thermal Power Projects.

No. 23/05/2020-R&R.—1. PREAMBLE

1.1 Background

1.1.1 In order to facilitate grid connected solar power, the first phase of National Solar Mission provided for a scheme of "bundling" wherein, the then relatively expensive solar power was to be bundled with cheaper thermal power from the unallocated quota of the Government of India (Ministry of Power), generated at NTPC coal based stations.

1.1.2 With the intervention of Government of India, the risks associated with solar and wind power sector have been brought down by way of advance arrangement of land and evacuation through solar parks, green energy corridors, a secure and standardized Power Purchase Agreement (PPA) for 25 years with elaborate mechanism for risk apportionment and compensations, payment security, etc.

1.1.3 Such de-risking of renewable energy (RE) sector, coupled with advancement of technologies and economies of scale have resulted in bringing down the tariffs in solar and wind power sector thereby aiding in rapid deployment of solar and wind capacity in the country.

1.1.4 However, the intermittent and unpredictable nature of renewable energy and low capacity utilization of the transmission system need to be addressed. The problem will get pronounced with the addition of large scale renewable capacity. In order to manage the infirm nature of power, electricity distribution companies (DISCOMs) are procuring balancing power to provide grid stability and to meet its requirements during hours /periods of non-availability of renewable energy (RE).

1.1.5 The developments in renewable energy sector and the necessity to address the issues of intermittency, limited hours of supply and low capacity utilization of transmission infrastructure presentsa case for "bundling", wherein coal based thermal power is bundled with renewable energy, and provided round-the-clock to the distribution company (DISCOM).In other words, thermal power can be utilized to balance renewable energy and provide round the clock (RTC) power to the DISCOM thereby obviating the need for DISCOMs to balance power.

1.1.6 Section 61 & 62 of the Electricity Act, 2003, provide for tariff regulation and determination of tariff of generation, transmission, wheeling and retail sale of electricity by the Appropriate Commission. Further, section 63 of the Act states that –

"Notwithstanding anything contained in section 62, the Appropriate Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government."

1.1.7 Promotion of competition in the electricity industry in India is one of the key objectives of the Electricity Act, 2003 ('**Act**'). Power purchase costs constitute the largest cost element for distribution licensees. Competitive procurement of electricity by the distribution licensees is expected to reduce the overall cost of procurement of power and facilitate development of power markets. Internationally, competition in wholesale electricity markets has led to reduction in prices of electricity and in significant benefits for consumers.

1.1.8 These Guidelines are being issued under section 63 of the Act to enable procurement of Round-The-Clock (RTC) power by DISCOMs from grid-connected Renewable Energy (RE) power projects, complemented/balanced with power from coal based thermal power projects, through tariff based competitive bidding process.

1.2 Objectives

1.2.1 The specific objectives of these Guidelines are as follows:

(a). To provide Round-The-Clock (RTC) power to the DISCOMs fromrenewable energy sources complemented/balanced with coal based thermal power;

(b). To facilitate renewable capacity addition and fulfilment of Renewable Purchase Obligation (RPO) requirement of DISCOMs;

(c). To provide a transparent, fair, standardized procurement framework based on open competitive bidding with appropriate risk-sharing between various stakeholders to enable procurement of power at competitive prices in consumer interest, improve bankability of projects and ensure reasonable returns to the investors; and

(d). to provide for a framework for an Intermediary Procurer as an Aggregator/Trader for the inter-state/ intra-state, long-term, sale-purchase of power.

2. SCOPE OF THE GUIDELINES

2.1 Applicability of Guidelines:

These Guidelines are being issued under the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003 for long term procurement of electricity by the 'Procurers', on Round-The Clock (RTC) basis, from ISTS-connected Renewable (RE) Power Projects (**'RE Projects'**), complemented/balanced with power from coal based ISTS-connected Thermal Power Projects (**'Thermal Projects'**), through competitive bidding.

2.2 Explanations:

(a). 'Solar': The term 'Solar'**,** wherever used in these Guidelines, shall refer to Solar Photovoltaic (PV) technology or the power plant based on such technology.

(b). 'Renewable (RE) Power': The term 'RE Power', or 'Renewable Power', or 'Renewable Energy Power'**,** wherever used in these Guidelines, shall refer to power from Solar Power Generating Systems, Wind Power Generating Systems, or a combination thereof, with or without Energy Storage System (ESS), commissioned in pursuance of bidding process under these Guidelines. It is clarified that ESS charged using a source other than RE power would not qualify as RE power.

(c). 'Thermal Power':

(i) The term 'Thermal Power'**,** wherever used in these Guidelines, shall refer to power from coal based Thermal Power Generating Systems. Such generating systems shall include thermal power plants which are already, partly or fully, commissioned before the issuance of bids or are under construction at the time of issuance of bids, but have spare generation capacity that can be made available for long-term supply of RTC Power under these Guidelines.

(ii) Thermal Power plants based on both domestic and imported coal can participate,however, whether the fuel is domestic coal or imported coal, needs to be clearly stipulated beforehand in the (Request for Selection) RfS document.

(iii) The '**spare capacity**', referred in clause 2.1.2(c)(i) above, is that capacity of a thermal power generating system that is unencumbered from any power supply commitments or power purchase agreements and is available for augmenting the proposed RE power under these Guidelines.

(d). 'RTC Power Generator' (RTC-PG):

(i). The term 'RTC Power Generator' (RTC-PG) or 'Generator'**,** wherever used in these Guidelines, shall refer to a generator and supplier of RE Power complemented with Thermal Power, in Round-The-Clock manner.

(ii). The generator shall set-up generating system(s) for supply of RE Power. The generator shall also complement/ balance the RE Power through supply of thermal power from thermal generating system(s).

(iii). In order to ensure that the 'spare capacity' of thermal power has been tied up by the bidders, the bidders have to submit, at the time of bid submission, verifiable proof of such tie-up and the availability of spare capacity of thermal power, in the thermal power plant so tied up. Such proof shall be in the form of a Board Resolution, signed by the authorized representative of the Board of Directors of the company owning such thermal plant being proposed for tie-up, duly notarised on a Rs 100/- non-judicial stamp paper. Alternatively, the generator can form a consortium or joint venture with owners of the thermal power plant(s).

(iv). A thermal power generator cannot tie up with more than one bidder, for the same 'spare capacity'. Only when a bid has been concluded and the said spare thermal power capacity is not part of the successful bid, that such thermal capacity can be tied up for participation in other tenders. However, multiple spare capacities of the same thermal power plant can be tied up with different bidders in the same tender.

(v). An entity, for the purpose of participation in bids under these Guidelines, may tie up with multiple 'spare capacities' of different thermal power plants, and submit a single bid for the same, in a particular tender.

(vi). Irrespective of the contractual arrangement between the RE Power Generator and Thermal Power Generator, all the generator related liabilities, under these Guidelines and the PPA thereunder, shall be of the entity signing the PPA, and recognised as 'RTC Power Generator' (RTC-PG).

(e). 'RE Park': The term 'RE Park', wherever used in these Guidelines, shall refer to areas or parks developed, in accordance with the Guidelines issued by Central or State Governments, for setting-up of renewable energy power projects, including Solar-Wind Hybrid Power projects.

(f). '**Procurer**': The term 'Procurer', as the context may require, shall mean the distribution licensees, or the Authorized Representative(s), or an Intermediary Procurer.

(g). '**Authorised Representative' of the Procurer:** In cases, where the Power Purchase Agreement (PPA) signing agency and the agency carrying out the tendering / bidding process are different, the agency carrying out the tendering / bidding process shall deemed to be the Authorized Representative of the 'Procurer' and shall,on behalf of the Procurer, be responsible for fulfilling all the obligations imposed on the 'Procurer' during the bidding phase, in accordance with these Guidelines.

(h). 'Intermediary Procurer' & 'End Procurer':

(i). In some cases, an intermediary, as designated by Ministry of New and Renewable Energy, Government of India, or a State Government, may be required between the distribution licensees and the generator either to aggregate the power purchased from different RTC Power Generators and sell it to the distribution licensee(s), or to enhance the credit profile, or both. In such cases, the "Procurer" would be a trader, buying power from the RTC Power Generators and selling the same to one or more distribution licensees. In such cases,the distribution licensees shall be the "End Procurer" and the trader shall be "Intermediary Procurer" for the purpose of these Guidelines.

(ii). The Intermediary Procurer shall enter into a Power Purchase Agreement (PPA) with the RTC Power Generator and also enter into a Power Sale Agreement (PSA) with the End Procurer. The PSA shall contain the relevant provisions of the PPA on a back to back basis. Trading margin, of Rs. 0.07/kWh shall be payable by the End Procurer to the Intermediary Procurer.

(iii). As long as the Intermediary Procurer has followed these Guidelines for procurement of power, the End Procurer shall be deemed to have followed these Guidelines for procurement of power.

2.3 Unless explicitly specified in these Guidelines, the provisions of these Guidelines shall be binding on the Procurer/ Intermediary Procurer/ End Procurer and the Authorised Representative of the Procurer and the same need to be strictly followed for such bidding to be considered under section 63 of the Electricity Act. However, in case it becomes imperative to deviate from the provisions of these Guidelines, the process to be adopted in is specified in clause 19 of these Guidelines.

2.4 Principles outlined in these Guidelines may be suitably expanded and made exhaustive in the Standard Bidding Documents [consisting of Model Request for Selection (**RfS**) Document, Model Power Purchase Agreement and Model Power Sale Agreement].

3. PREPARATION FOR INVITING BID AND PROJECT PREPAREDNESS

3.1 Conditions to be met by Procurer

The Procurer shall meet the following conditions:

3.1.1 Bid Documentation:

(a). Prepare the bid documents in accordance with these Guidelines and any Standard Bidding Documents (**SBDs**) [consisting of Model Request for Selection (**RfS**) Document, Model Power Purchase Agreement and Model Power Sale Agreement], notified by the Central Government, except as provided in sub clause 3.1.1(b) below.

(b). Seek approval of the Appropriate Commission for deviations, if any, in the draft RfS draft PPA, draft PSA (if applicable) from these Guidelines and/ or SBDs, in accordance with the process described in clause 19 of these Guidelines.

(i). However, for purpose of clarity, if the Procurer while preparing the draft RfS, draft PPA, draft PSA and other Project agreements provides detailed provisions that are consistent with the Guidelines, such detailing will not be considered as deviations from these Guidelines even though such details are not provided in the Guidelines.

3.2 Arrangements related to site

3.2.1 In case the Procurer does not specify a site for RE Project and the RE Project site is selected by the RTC Power Generator, to ensure timely completion and commencement of supply of power, the bidder would be required to submit documents in respect of matters as mentioned below, as per the time schedule specified in the bidding documents:

(a). Land acquisition: Submission of documents/ Lease Agreement to establish possession/ right to use 100% (hundred per cent) of the required land in the name of the RTC Power Generator for a period not less than the complete term of the PPA, on or before the **Scheduled Commencement-of-Supply Date (SCSD**). Wherever leasing of private land is involved, the lease should allow transfer of land lease rights to the lenders or Procurer, in case of default of the RTC Power Generator.

(b). A letter from Central Transmission Utility (CTU) [or RE Park Developer, in case of selected site being a RE Park] confirming technical feasibility of connectivity of the plant to CTU substation. If the Project site is located in the same State as the Procurer/End Procurer, State Govt. shall endeavor to provide necessary support to facilitate the connectivity of the plant to CTU substation.

(c). Obtaining all other clearances, prior to Project commissioning, as required for project execution, shall be the responsibility of the Generator and the Procurer shall not be responsible in case of delay in obtaining the above clearances.

4. ENERGY MIX

4.1 The Generator shall supply despatchable RE Power complemented with Thermal Power, in Round-The-Clock manner, keeping at least 85% availability annually and also at least 85% availability during the peak hours. Peak hours will be four hours out of 24 hours and clearly specified by the Procurer beforehand in the Bidding Documents.

4.2 The Generator has to offer power such that at least 51% of the annual energy offered corresponds to RE Power, and the balance is offered from thermal sources.

4.3 The Generator can combine storage for ensuring that it achieves the required minimum annual availability of 85%. However, annually minimum 51% of energy shall be offered from renewableenergy sources. This 51% shall also include offer from the storage system, provided RE sources were used to store energy in the storage system.

5. TARIFF

5.1 Acomposite single tariff for renewable energy, complemented with thermal energy shall be quoted by the bidders (the "**Composite Tariff**").

5.2 The Composite Tariff shall be quoted at the Delivery Point which shall be at the CTU interconnection point. While different components of RTC power i.e. solar, wind and thermal can be connected with CTU/Inter State Transmission System (ISTS) at different CTU sub-stations, for better Grid balancing they shall be connected within the same RLDC area.

5.3 Thecostof thermal power varies with the price of coal, operation and maintenance cost etc.

5.4 Thus, to accommodate such variations in cost in the entire energy mix, 25% of the Composite Tariff shall be indexed and adjusted, with the index of domestic coal or the imported coal, as the case may be, as notified by Central Electricity Regulatory Commission (CERC) from time to time. This shall be clearly mentioned in RfS document by the Procurer.

5.5 After adjusting for indexation, the Renewable energy supplied shall be paid at indexed Composite Tariff based on the offered RE Power capacity. For Thermal component of power, 50% of the indexed Composite Tariff shall deemed to be the Thermal Fixed Charge Tariff and 50% of the indexed Composite Tariff shall deemed to be the Thermal Variable Charge Tariff. The Fixed Charge shall be paidbased on the offered thermal capacity at Thermal Fixed Charge Tariff, (50% of indexed Composite tariff), whereas the Variable Charge shall be paid to the extent of thermal energy dispatched, at Thermal Variable Charge Tariff (50% of indexed Composite tariff).

6. BID STRUCTURE

6.1 Bids in Power Terms: The Procurer shall invite the bids in Power Capacity (MW) terms, specifying the total quantum to be contracted by the procurer.

6.2 A bidder can quote for a part of the total quantum to be procured by the procurer. The minimum quantum of power that can be offered by the bidder should be 250 MW in order to have economies of scale and considering the suitability of coupling with ISTS. Since a bidder can tie up with more than one thermal plant for his RE Project, thermal capacities even much smaller than 250 MW can be utilized. Notwithstanding this, on due consideration of availability of land and transmission facility, smaller minimum quantum of power that can be offered by a bidder can be kept in case of North-Eastern States, Special Category States and Projects outside RE Parks but this should be clearly provided for beforehand in the Bidding documents.

6.3 In order to have advantages of economies of scale and optimum utilization of resources, there may not be any maximum limit on the quantum of power that can be allocated to a single bidder in a tender**.**

6.4 Tariff as the Bidding Parameter: The bidding parameter shall be the CompositeTariff for per unit supply of RTC powerquoted by the bidder. The Procurer shall invite bids wherein the bidder shall quote the first year Composite Tariff in Rs./kWh,. The bidder shall be selected on the basis of least quoted **'**Composite Tariff'**.** The bidder (called the L1 bidder) quoting the least Composite Tariff (called the L1 tariff) shall be allocated the quantum of power offered by him. If the allocated quantum of power is less than the total quantum of power to be contracted, the remaining qualified bidders will be asked to match their Composite Tariff with the L1 tariff. The originally lowest bidder that agrees to match the L1 tariff shall be allocated the remaining quantum or the quantum offered by it, whichever is lower. If still some quantum is left, it will be allocated to the next originally lowest bidder and so on.

6.5 Bid submission and evaluation:

(a). Formation of consortium by bidders shall be permitted, in which case the consortium shall identify a lead member which shall be the contact point for all correspondences during the bidding process. The Procurer may specify technical and financial criteria, and lock in requirements for the lead member of the consortium.

(b). The Procurer shall constitute committee for evaluation of the bids (Evaluation Committee), with at least three members, including at least one member with expertise in financial matters / bid evaluation.

(c). The bidders may be required to submit non-refundable processing fee and/ or project development fee as specified in the RfS document.

(d). The bidders shall be required to submit separate technical and price bids. The bidders shall also be required to furnish necessary bid-guarantee in the form of an Earnest Money Deposit (EMD) along with the bids.

(e). The technical bids shall be evaluated to ensure that the bids submitted meet the eligibility criteria set out in the RfS document on all evaluation parameters. Only the bids that meet the evaluation criteria set out in the RfSdocument shall be considered for further evaluation on the price bids.

(f). To ensure competitiveness, the minimum number of qualified bidders should be two. If the number of qualified bidders is less than two, even after three attempts of bidding, and the Procurer still wants to continue with the bidding process, the same may be done with the consent of the Appropriate Commission.

(g). The price bid shall be rejected, if it contains any deviation from the tender conditions. No clarifications shall normally be requested from bidders at price bid stage.

(h). The detail procedure for evaluation of the bid and selection of the bidder shall be provided for in the RfS document.

7. POWER PURCHASE AGREEMENT

The draft PPA proposed to be entered into with the successful bidder and draft PSA (if applicable) shall be issued along with the RfS. Standard provisions to be incorporated as part of this PPA shall include *inter alia* the following, which may be suitably expanded, and which, unless otherwise specified herein, shall be provided for, on a back to back basis in the PSA:

7.1 PPA Period: As the PPA period influences the tariff by determining the period over which the investment is returned to the investor/ RTC-PG, longer PPA is favoured for lower tariffs. The PPA period should thus be not less than 25 (twenty-five) years from the date of the **Scheduled Commencement-of-Supply Date (SCSD**). The PPA may also be fixed for a higher period such as 35 (thirty-five) years, but in any case, the duration of the PPA must be mentioned upfront in the PPA document. The Generators are free to operate their plants after the expiry of the PPA period in case the arrangements with the land and infrastructure owning agencies, the relevant transmission utilities and system operators so provide.

7.2 Power Procurement

(a). The procurement shall be in power (MW) terms. The Generator has to ensure at least 85% availability, both annually and also during the peak hours. Peak hours will be four hours out of 24 hours during either morning and/or evening to be clearly specified beforehand in the Bidding Documents by the Procurer.

(b). It is to be noted that the summation of generation schedule of RE Power and Thermal Power cannot be more than Contracted Capacity in any time block. However, the summation of capacities of thermal power plants supplying power to complement the RE power may be higher than the Contracted Capacity. Therefore, the Generator may apply and be granted Long Term Access (LTA) based on the project capacity of each component.

(c). In order to allow optimization of operation of RE and Thermal Power Generating Systems, the Generator is allowed to supply power from the thermal power plant in excess of contracted capacity, to any third party or power exchange without requiring any No-Objection Certificate (NOC) from the Procurer. The Generator may also sell the power which was offered to procurer (within Contracted Capacity) but not scheduled by Procurer, to any third party or power exchange without requiring NOC from the Procurer on day ahead basis.

(d). In case the project availability is less than 85% on annual basis, or during the peak hours as defined above, for reasons attributable to RTC Power Generator, the Generator shall be liable to pay to the Procurer, penalty for such shortfall in availability. The amount of such penalty will be 25% (twenty-five per cent) of the cost of this shortfall in energy terms, calculated atthe maximum indexed composite tariff payable during the year.

(e). Further, the Generator shall also be liable for penalty for any shortfall in offering RE power below the mandatory 51% of the total power offeredin a contract year, for reasons solely attributable to Generator. The penalty corresponding to this shortfall in RE power shall be calculated at 25% of the maximum indexed composite tariff payable during the year for each unit of shortfall.

(f). In case having both shortfall in availability below 85% and shortfall in offering RE power below 51% of the total power offered, the maximum of two penalties shall be applicable, but not both,

(g). The scheduling and its punching thereof at different Regional Load DespatchCentres (RLDCs) / State Load DespatchCentres (SLDCs) (including the injecting, intervening and buyer SLDCs/ RLDCs) shall be the responsibility of Generator only.

(h). Total generation from the REsources shall follow "Must run" and generation from Thermal sources would follow the **Merit-Order of dispatch**, based on its indexedVariable Charges.

(i). Deviation Settlement Mechanism (**DSM):** For deviations from schedule, the DSM (Deviation Settlement Mechanism) shall be applicable as per the prevailing regulations. For RE component of the total power supplied, DSM as per RE regulations shall be applicable, and for thermal component, the DSM as per regulations applicable to thermal power plants shall be applicable. The DSM charges at the generator ends shall be settled by the RTC power generator.

7.3 Payment Security

The Procurer shall provide adequate payment security measures, as specified below.

7.3.1 Scenario 1: Direct Procurement by Procurer from Generator:

The Procurer shall provide payment security to the Generator through:

(i). Revolving Letter of Credit (LC) of an amount not less than 1 (one) months' average billing for the Project under consideration;

OR

(ii). Payment Security Fund, which shall be suitable to support payment for at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund;

(iii). In addition to payment security as per clauses 7.3.1(i) and 7.3.1(ii) above, the Procurer may also choose to provide **State Government Guarantee**, in a legally enforceable form, ensuring that there is adequate security to the Generator, both in terms of payment of energy charges and termination compensation if any.

7.3.2 Scenario 2: Intermediary-Procurer procures from the Generator and sells to the End Procurer:

7.3.2.1 Payment Security by Intermediary Procurer to the Generator:

The Intermediary Procurer shall provide payment security to the Generator through:

(i). Revolving Letter of Credit (LC) of an amount not less than 1 (one) months' average billing for the Project under consideration;

OR
(ii). Payment Security Fund, which shall be suitable to support payment of at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund.

7.3.2.2 Payment Security by End Procurer to Intermediary Procurer:

(a). The End Procurer shall provide payment security to the Intermediary Procurer through:

(i). Revolving Letter of Credit (LC) of an amount not less than 1 (one) months' average billing for the Project(s) under consideration;

OR

(ii). State Government Guarantee, in a legally enforceable form, such that there is adequate security, both in terms of payment of energy charges and termination compensation if any. *[for the purpose of this clause, the Tri-Partite Agreement (TPA) signed between Reserve Bank of India, Central Government and State Government shall qualify as State Government Guarantee covering the security for payment of energy charges]*. The Intermediary Procurer shall ensure that upon invoking this guarantee, it shall at once, pass on the same to the Generator, to the extent the payments to the Generator in terms of the PPA are due. Provided that in cases where the End procurer is neither covered by Tri-Partite Agreement (TPA) nor is able to provide the State Government Guarantee, following shall be adopted by the Intermediary Procurer in their PSA:

Provision for payment of additional risk premium of Rs 0.10/kWh, by End Procurer to the Intermediary Procurer, and to be credited to the payment security fund maintained by the Intermediary Procurer, to meet such exigencies.

(iii). In addition to payment security as per clauses 7.3.2.2(a)(i) and 7.3.2.2(a)(ii) above, the End Procurer may also choose to provide **Payment Security Fund,** which shall be suitable to support payment of at least 3 (three) months' billing of all the Projects tied up with such fund.

(b). It is hereby clarified that the State Government guarantee shall be invoked only after the Intermediary Procurer has been unable to recover its dues under the PPA by means of the Letter of Credit and the Payment Security Fund, if any.

7.4 Force Majeure

7.4.1 Definition of Force Majeure: A 'Force Majeure' (FM) would mean one or more of the following acts, events or circumstances or a combination of acts, events or circumstances or the consequence(s) thereof, that wholly or partly prevents or unavoidably delays the performance by the Party (the **Affected Party**) of its obligations under the relevant Power Purchase Agreement, but only if and to the extent that such events or circumstances are not within the reasonable control, directly or indirectly, of the Affected Party and could not have been avoided if the Affected Party had taken reasonable care or complied with Prudent Utility Practices:

7.4.2 Categorisation of Force Majeure Events:

7.4.2.1 Natural Force Majeure Event

(a). Act of God, including, but not limited to lightning, fire and explosion (to the extent originating from a source external to the site), earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone,

typhoon or tornado if it is declared/notified by the competent state/central authority/agency (as applicable), or verified to the satisfaction of Procurer;

(b). Radioactive contamination or ionising radiation originating from a source in India or resulting from another Force Majeure Event mentioned above excluding circumstances where the source or cause of contamination or radiation is brought or has been brought into or near the Power Project by the Affected Party or those employed or engaged by the Affected Party;

(c). The discovery of geological conditions, toxic contamination or archaeological remains on the Project land that could not reasonably have been expected to be discovered through an inspection of the Project land; or

(d). Any event or circumstances of a nature analogous to any of the foregoing.

7.4.2.2 Non-Natural Force Majeure Event

(a). Any act of war (whether declared or undeclared), invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action

(b). Nation/state-wide strike, lockout, boycotts or other industrial disputes which are not directly and solely attributable to the actions of the Affected Party, but does not include strike or labour unrest limited to the Affected Party or its contractors;

(c). Nationalisation or any compulsory acquisition by any Indian Governmental Instrumentality/ State Government in national interest or expropriation of any material Project assets or rights of the Generator, as a result of which the Generator or its shareholders are deprived (wholly or partly) of their rights or entitlements under the Power Purchase Agreement. Provided that such action does not constitute remedies or sanctions lawfully excised by the Procurer or any other Government Authority as a result of any breach of any of the Applicable Laws or the Applicable Permits by the Generator or the Generator related parties.

(d). Action of a Government Authority having Material Adverse Effect including but not limited to change in law, only if consequences thereof cannot be dealt with under and in accordance with the provisions of clause 7.7 pertaining to 'Change in Law/ Regulation' of these Guidelines; any unlawful or unauthorised or without jurisdiction revocation of, or delay in, or refusal, or failure to renew or grant without valid cause, any Permits of the Generator or any of the clearance, licence, authorization to be obtained by the Contractors to perform their respective obligations under the relevant PPA and/or the Project Documents; provided that such delay, modification, denial, refusal or revocation did not result from the Generator's or any Contractors inability or failure to comply with any condition relating to grant, maintenance or renewal of such Permits or clearance, licence, authorization, as the case may be;

7.4.3 Force Majeure Exclusions

7.4.3.1 Force Majeure shall not include (i) any event or circumstance which is within the reasonable control of the Parties and (ii) the following conditions, except to the extent that they are consequences of an event of Force Majeure:

(a). Unavailability, late delivery, or changes in cost of the plant, machinery, equipment, materials, spare parts or consumables for the Power Project;

(b). Delay in the performance of any contractor, sub-contractor or their agents;

(c). Non-performance resulting from normal wear and tear typically experienced in power generation materials and equipment;

(d). Strikes at the facilities of the Affected Party;

(e). Insufficiency of finances or funds or the agreement becoming onerous to perform; and

(f). Non-performance caused by, or connected with, the Affected Party's: (i) Negligent or intentional acts, errors or omissions or lack of due diligence expected from any prudent and rational human being; (ii) Failure to comply with an Indian Law; or (iii) Breach of, or default under this Agreement.

(g) Any pre-existing dispute on project land/substation and/or right-of-way or other project related issues.

7.4.4 Notification of Force Majeure Event

7.4.4.1 The Affected Party shall give notice to the other Party of any event of Force Majeure as soon as reasonably practicable, but not later than fifteen (15) days after the date on which such Party knew or should reasonably have known of the commencement of the event of Force Majeure. If an event of Force Majeure results in a breakdown of communications rendering it unreasonable to give notice within the applicable time limit specified herein, then the Party claiming Force Majeure shall give such notice as soon as reasonably practicable after reinstatement of communications, but not later than one (1) day after such reinstatement. The Party who receives the Force Majeure

Notification, shall take a decision on the claim of occurrence of Force Majeure Event, within 30days of the receipt of the intimation supported with necessary documentary evidence. It is to be noted that there shall have to be separate Force Majeure notice to be given by the Affected Party for RE and Thermal components. Consequence of Force Majeure notice of one part shall not have any consequence on the other part unless specified specifically by the Affected Party.

7.4.4.2 Provided that such notice shall be a pre-condition to the Affected Party's entitlement to claim relief under the PPA. Such notice shall include full particulars of the event of Force Majeure, its effects on the Party claiming relief and the remedial measures proposed. The Affected Party shall give the other Party regular (and not less than weekly) reports on the progress of those remedial measures and such other information as the other Party may reasonably request about the Force Majeure Event.

7.4.4.3 The Affected Party shall give notice to the other Party of (i) the cessation of the relevant event of Force Majeure; and (ii) the cessation of the effects of such event of Force Majeure on the performance of its rights or obligations under the PPA, as soon as practicable after becoming aware of each of these cessations.

7.4.5 Performance Excused

7.4.5.1 The Affected Party, to the extent rendered unable to perform its obligations or part of the obligation thereof under the PPA as a consequence of the Force Majeure Event, shall be excused from performance of the obligations, provided that the period shall not exceed 180 (one hundred and eighty) Days for the Force Majeure Event from the date of issuance of the FM Notice. The Parties may mutually agree to extend the period for which performance is excused due to a Force Majeure Event.

7.4.5.2 The time period, as mutually agreed by the Parties, during which the performance shall be excused, the generator shall be entitled for a day to day extension of the period provided for Financial Closure or Scheduled Commissioning or Commencement of Supply Period or the PPA period, as the case may be.

7.4.5.3 Provided always that a Party shall be excused from performance only to the extent reasonably warranted by the Force Majeure Event.

7.4.5.4 Provided further that, nothing shall absolve the Affected Party from any payment obligations accrued prior to the occurrence of the underlying Force Majeure Event.

7.4.6 No Liability for Other Losses

Save as otherwise provided in these Guidelines, no Party shall be liable in any manner, whatsoever, to the other Parties in respect of any Loss relating to or arising out of the occurrence or existence of any Force Majeure Event.

7.4.7 Resumption of Performance

During the period that a Force Majeure Event is subsisting, the Affected Party shall, in consultation with the other Parties, make all reasonable efforts to limit or mitigate the effects of such Force Majeure Event on the performance of its obligations under the PPA. The Affected Party shall also make efforts to resume performance of its obligations under this Agreement as soon as possible and upon resumption, shall notify other Parties of the same in writing. The other Parties shall afford all reasonable assistance to the Affected Party in this regard.

7.4.8 Termination Due to Force Majeure Event

7.4.8.1 Termination due to Natural Force Majeure Event

(a). If, prior to the completion of the 180 (one hundred and eighty) day period (or any extended period) for a Natural Force Majeure Event commencing from the date of issuance of the Force Majeure Notice, the Parties are of the reasonable view that a Natural Force Majeure Event is likely to continue beyond such 180 (one hundred and eighty) Day period or any extended period agreed in pursuance of clause 7.4.5 (Performance Excused); or that it is uneconomic or impractical to restore the affected Unit, then the Parties may mutually decide to terminate the PPA, which termination shall take effect from the date on which such decision is taken.

(b). Without prejudice to the provisions of clause 7.4.8.1(a) above, the Affected Party shall, after the expiry of the period of 180 (one hundred and eighty) days or any other mutually extended period, be entitled to forthwith terminate the PPA in its sole discretion by issuing a notice to that effect.

(c). On termination of the PPA pursuant to clause 7.4.8.1(b):

(i). no Termination Compensation shall be payable to the generator;

(ii). the Generator shall be eligible for undisputed payments under outstanding Monthly Bill(s), before the occurrence of Force Majeure Event.

7.4.8.2 Termination due to Non-Natural Force Majeure Event

(a). Upon occurrence of a Non-Natural Force Majeure Event, the Generator shall, at its discretion, have the right to terminate the PPA forthwith after the completion of the period of 180 (one hundred and eighty) days from the date of the Force Majeure Notice.

(b). Notwithstanding anything in clause 7.4.6 (i.e. clause for No Liability for Other Losses**)**, on termination of the PPA pursuant to Article 7.4.8.2(a):

(i). the Procurer shall pay to the Generator, 'Force Majeure Termination Compensation' equivalent to the amount of the Debt Due and the 110% (one hundred and ten per cent) of the Adjusted Equity, as defined in these Guidelines, in respect of RE Power Project and takeover such RE Project assets.

(ii). the Generator shall be eligible for undisputed payments under outstanding Monthly Bill(s), before the occurrence of Force Majeure Event.

7.5 Generation Compensation for Offtake Constraints: The Procurer may be constrained not to schedule power on account of unavailability of the Transmission Infrastructure / Grid or in the eventuality of a Backdown.

(a). Generation Compensation in offtake constraints due to Grid Unavailability: During the operation of the plant, there can be some periods where the plant can generate power but due to temporary transmission unavailabilitythe power is not evacuated, for reasons not attributable to the Generator. In such cases the generation compensation shall be addressed by the Procurer in following manner:

Duration of Grid unavailability	**Provision for Generation Compensation**
Grid unavailability beyond 175 hours in a year, as defined in the PPA	Generation Compensation = ***((Composite Tariff x RE power (MW) offered but not scheduled by Procurer) + (Fixed Charge x Thermal power (MW) offered but not scheduled by Procurer)) X 1000 X No. of hours of grid unavailability***

(b). Payment in case of reduced offtake:

(i). The Generator and the Procurer shall follow the forecasting and scheduling process as per the regulations in this regard by the Appropriate Commission. In case the plant is available to supply power but the offtake of power is not done by the Procurer, including non-dispatch of power due to non-compliance with "Order No. 23/22/2019-R&R dated 28.06.2019 of Ministry of Power regarding Opening and maintaining of adequate Letter of Credit (LC) as Payment Security Mechanism under Power Purchase Agreements by Distribution Licensees" and any clarifications or amendment thereto, considering the principle of 'must run' status for RE Power, and the Fixed charges for thermal power, the Generator shall be eligible for payment from the Procurer, corresponding to the reduced offtake, in terms of following manner.For claiming compensation the generator must sell their power in the power exchange as a price taker. Thus, the compensation would be limited to the difference of the actual generation up to declared capacity subject to a maximum of up to the contracted capacity and the quantum of power scheduled by the procurer.

Reduced offtake	**Provision for Generation Compensation**
	Generation Compensation = ***((Composite Tariff x RE power (MW) offered but not scheduled by Procurer) + (Fixed Charge x Thermal power (MW) offered but not scheduled by Procurer)) X 1000 X No. of hours of Reduced Offtake*** However, any amount realized by the Generator, by third party sale of such powerwhich was offered but not scheduled, shall be shared with the Procurer in the following manner, after deducting

	expenses, if any, in such sale, and shall be adjusted against the Generation compensation payable, on monthly basis. (a) **For RE Power**: 90% of Net realization (b) **For Thermal Power** : 50% of Net realization above variable Charges

7.6 Event of default and the consequences thereof

While detailed provisions with regard to the event of default of the concerned parties and its resulting consequences shall be detailed in the SBDs, this clause lays down the broad principles of contractually dealing with the default of the Generator and the Procurers (excluding the Intermediary Procurer).

7.6.1 Generator Event of Default and the consequences thereof:

(a). In the event the Generator is unable to commission the RE Power plant, within the stipulated time period, or fails to supply power in terms of the PPA, or assigns or novates any of its rights or obligations contrary to the terms of the PPA, or repudiates the PPA, or effectuates a change in control or shareholding of its promoters in breach of the provisions of the PPA, or commits any other acts or omissions as laid down in the PPA and is also unable to cure any of the aforesaid within the cure period, as may be provided in the PPA, the Generator shall be construed to be in default.

(b). Upon being in default, the Generator shall be liable to pay to the Procurer, damages, as provided in these Guidelines in clause 15.4 for failure to commission within stipulated time and clause 7.2 for failure to supply power in terms of the PPA. For other cases, pay to the Procurer, damages, equivalent to 6 (six) months, or balance PPA period whichever is less, of charges for its contracted capacity. The Procurer shall have the right to recover the said damages by way of forfeiture of bank guarantee, if any, without prejudice to resorting to any other legal course or remedy.

(c). In addition to the levy of damages as aforesaid, in the event of a default by the Generator, the lenders shall be entitled to exercise their rights of substitution, in accordance with the substitution agreement provided in the PPA and in concurrence with the Procurers. However, in the event the lenders are unable to substitute the defaulting Generator within the stipulated period, the Procurer may terminate the PPA and acquire the RE Project assets for an amount equivalent to 90% of the debt due (on the concerned RE Project), failing which, the lenders may exercise their mortgage rights and liquidate the Project assets.

7.6.2 Procurer Event of Default and the consequences thereof:

(a). If the Procurer/Intermediary procurer is in default on account of reasons including inter alia failure to pay the monthly and/or supplementary bills within the stipulated time period or repudiation of the PPA, the defaulting Procurer shall, subject to the prior consent of the Generator, novate its part of the PPA to any third party, including its Affiliates[1] within the stipulated period, without changing the terms and conditions of the PPA.

*[[1] **Affiliate** in relation to a Company shall mean a person who controls, is controlled by, or is under the common control with such Company. The expression 'control' shall mean the ownership, directly or indirectly, of more than 50% of the voting shares of such Company or right to appoint majority Directors]*

(b). In the event the aforesaid novation is not acceptable to the Generator, or if no offer of novation is made by the defaulting Procurer within the stipulated period, then the Generator may terminate the PPA and at its discretion require the defaulting Procurer to either (i) takeover the RE Project assets by making a payment of the termination compensation equivalent to the amount of the debt due (on the concerned RE Project) and the 110% (one hundred and ten per cent) of the adjusted equity (on the concerned RE Project) as defined below, less Insurance Cover if any or, (ii) pay to the Generator, damages, equivalent to 6 (six) months, or balance PPA period whichever is less, of charges for its contracted capacity, with the Project assets being retained by the Generator.

(c). In the event of termination of PPA, any damages or charges payable to the CTU, for the connectivity of the plant, shall be borne by the Procurer.

(d). Adjusted Equity means the Equity funded in Indian Rupees and adjusted on the first day of the current month (the "Reference Date"), in the manner set forth below, to reflect the change in its value on account of depreciation and variations in Wholesale Price Index (WPI), and for any Reference Date occurring between the first day of the month of Appointed Date (the date of achievement of Financial Closure) and the Reference Date;

(i). On or before Commercial Operation Date (COD), the Adjusted Equity shall be a sum equal to the Equity funded in Indian Rupees and expended on the Project, revised to the extent of one half of the variation in WPI occurring between the first day of the month of Appointed Date and Reference Date;

(ii). An amount equal to the Adjusted Equity as on COD shall be deemed to be the base (the "Base Adjusted Equity");

(iii). After COD, the Adjusted Equity hereunder shall be a sum equal to the Base Adjusted Equity, reduced by 0.333% (zero point three threethree percent) thereof at the commencement of each month following the COD [*reduction of 1% (one percent) per quarter of an year]* and the amount so arrived at shall be revised to the extent of variation in WPI occurring between the COD and the Reference Date;

For the avoidance of doubt, the Adjusted Equity shall, in the event of termination, be computed as on the Reference Date immediately preceding the Transfer Date; provided that no reduction in the Adjusted Equity shall be made for a period equal to the duration, if any, for which the PPA period is extended, but the revision on account of WPI shall continue to be made.

(e). Debt Due means the aggregate of the following sums expressed in Indian Rupees outstanding on the Transfer Date:

(i). The principal amount of the debt provided by the Senior Lenders under the Financing Agreements for financing the Total Project Cost (the 'Principal') but excluding any part of the principal that had fallen due for repayment 2 (two) years prior to the Transfer Date;

(ii). All accrued interest, financing fees and charges payable under the Financing Agreements on, or in respect of, the debt referred to in sub-clause 7.6.2(e)(i) above until the Transfer Date but excluding: (i) any interest, fees or charges that had fallen due one year prior to the Transfer Date, (ii) any penal interest or charges payable under the Financing Agreements to any Senior Lender, (iii) any pre-payment charges in relation to accelerated repayment of debt except where such charges have arisen due to Utility Default, and (iv) any Subordinated Debt which is included in the Financial Package and disbursed by lenders for financing the Total Project Cost.

Provided that if all or any part of the Debt Due is convertible into Equity at the option of Senior Lenders and/or the Concessionaire, it shall for the purposes of this Agreement be deemed not to be Debt Due even if no such conversion has taken place and the principal thereof shall be dealt with as if such conversion had been undertaken.

Provided further that the Debt Due, on or after COD, shall in no case exceed 80% (eighty percent) of the Total Project Cost.

7.7 CHANGE IN LAW/ REGULATION

7.7.1 In these Guidelines, the term 'Change in Law/ Regulation' shall refer to the occurrence of any of the following events, after the last date of the bid submission, including (i) the enactment of any new law/ regulation; or (ii) an amendment, modification or repeal of an existing law/ regulation; or (iii) the requirement to obtain a new consent, permit or license; or (iv) any modification to the prevailing conditions prescribed for obtaining a consent, permit or license, not owing to any default of the Generator; or (v) any change in the rates of any taxes, duties or cess, which have a direct effect on the Project. However, Change in Law/ Regulation shall not include any change in taxes on corporate income or any change in any withholding tax on income or dividends.

7.7.2 In the event a Change in Law/ Regulation results in any adverse financial loss/ gain to the Generator then, in order to ensure that the Generator is placed in the same financial position as it would have been had it not been for the occurrence of the Change in Law / Regulation, the Generator/ Procurer shall be entitled for compensation by the other party, as the case may be, subject to the condition that the such 'Change in Law / Regulation' is recognized by the Appropriate Commission. Compensation payment on account of such 'Change in Law / Regulation' shall be determined and shall be effective from such date as may be decided by the Appropriate Commission.

7.7.3 Notwithstanding anything in clause 7.7.2 above, for certain 'Change in Law / Regulation' like change in rates of duties/ taxes/ cess/ charges/ levies, if it has already been specified in the Bidding Documents with explicit mention of the specific name of duties/ taxes/ cess/ charges/ levies concerned, that change in rates of such duties/ taxes/ cess/ charges/ levies will be treated as 'Change in Law / Regulation', then the quantum of compensation payment on account of change in rates of such duties/ taxes/ cess/ charges/ levies shall be provided to the affected party by the other party, without the need for approaching the appropriate commission.

7.7.4 Compensation Payment on account of 'Change in Law / Regulation', either as determined by the Appropriate Commission as per clause 7.7.2 above or mutually agreed upon between the Generator and Procurer as per clause 7.7.3 above, can be paid to the affected party, by the other party, in terms of modifications in the PPA tariff .

7.7.4 A Notwithstanding 7.7.4 above, if required, the Procurer can also make payment of the financial impact, either wholly or partly, as a onetime lump payment. The balance, if any, may be paid in terms of modifications in PPA tariff

7.7.5 In case change in Law / Regulation results in delay in commissioning or supply of power, where cause and effect between these two can be clearly established, the Procurer may provide suitable time-extension in Scheduled Commissioning Date or Scheduled Date of Commencement of Supply of Power, as the case may be.

8. BIDDING PROCESS

8.1 The Procurer shall call for the bids adopting a single stage, two part (Technical Bid & Financial Bid), bidding process to be conducted through Electronic mode (e-bidding). The technical bid shall be opened first. The financial bids of only those bidders who qualify in the technical bid shall be opened. E-procurement platforms with a successful track record and with adequate safety, security and confidentiality features will be used.

8.2 The Procurer shall invite the Generators to participate in the RfS for installation of RE Power Plants and supply of RTC RE Power, complemented with Thermal Power, in terms of these Guidelines.

8.3 The bidding documents including the RfS and the draft PPA shall be prepared by the Procurer in consonance with these Guidelines and the SBDs, if any.

8.4 The Procurer shall publish the RfS notice in at least two national newspapers and its own website to accord wide publicity.

8.5 The Procurer shall provide opportunity for pre-bid conference to the prospective bidders, and shall provide written interpretation of the tender documents to any bidder which shall also be made available to all other bidders. All the concerned parties shall rely solely on the written communication. Any clarification or revision to the bidding documents shall be uploaded on the website of the Procurer for adequate information. In the event of the issuance of any revision or amendment of the bidding documents, the bidders shall be provided a period of at least 7 (days) therefrom, for submission of bids.

9. **REQUEST FOR SELECTION (RFS) DOCUMENT**

The standard provisions to be provided by the Procurer in the RfSdocument shall include the following and may be suitably expanded:

9.1 Bid Responsiveness

The bid shall be evaluated only if it is responsive and satisfies conditions including *inter-alia*

(a). Bidder or any of its Affiliates is not a willful defaulter to any lender

(b). There is no major litigation pending or threatened against the bidder or any of its Affiliates which are of a nature that could cast a doubt on the ability or the suitability of the bidder to undertake the Project.

9.2 Qualification requirements to be met by the bidders:

9.2.1 Technical Criteria:

The Government would like to encourage competition by way increased participation. However, in order to ensure proper implementation of the Projects, the Procurer may choose to specify Technical Criteria such as past experience of the bidders etc. Such criteria should be set after an assessment of the number of project developers that are expected to meet the criteria so that an adequate level of competition is achieved.

9.2.2 Financial Criteria:

(a). Net-worth:

(i). The Procurer shall specify financial criteria in the form of net-worth as a part of the qualification requirement. Considering that the Generator is responsible for supply of both RE and Thermal Power, the net-worth requirement should be at least 30% (thirty per cent) of the estimated RE project cost.

(ii). The net worth to be considered for the above purpose will be the cumulative net-worth of the bidding company or consortium together with the net-worth of those Affiliates of the bidder(s) that undertake to contribute the required equity funding and performance bank guarantees in case the bidder(s) fail to do so in accordance with the RfS document.

(iii). It is clarified that the net-worth to be considered for this clause will be the total net-worth as calculated in accordance with the Companies Act.

(b) Liquidity:

It is necessary that the bidder has sufficient cash flow/ internal accruals/ any bank reference to manage the fund requirements for the Project. Accordingly, the Procurer may also stipulate suitable parameters such as annual turnover, internal resource generation, bank references/ line of credit, bidding capacity, etc.

9.3 Quantum of the Earnest Money Deposit (EMD)

Procurer shall specify Quantum of the Earnest Money Deposit (EMD) in the form of a bank guarantee/ letter of undertaking to pay/ corporate guarantee, to be furnished by the bidders. Forfeiture of EMD or blacklisting/debarring etc, as defined in these Guidelines, shall be undertaken in the event of failure of the Generator to execute the PPA within the stipulated time period.

9.4 Compliance of FDI Laws by foreign bidders

In case a Foreign Company is selected as the successful bidder, it shall comply with all the laws and provisions related to Foreign Direct Investment in India.

10. INDICATIVE TIME TABLE FOR BID PROCESS

10.1 In the bidding process, a minimum period of 22 (twenty two) days shall be allowed between the issuance of RfS document and the last date of bid submission. The indicative timetable for the bidding process is indicated below:

Indicative Time-Table for Bid Process

Sl. No.	Event	Elapsed Time from Zero date
1.	Date of issue of Request for Selection (RfS) document, Project specific draft Power Purchase Agreements and other draft Project Agreements, and the Power Sale Agreement (PSA), if applicable.	Zero date
2.	Bid clarification, conferences, opening of online Data Room to share all Project specific details including site, if specified by Procurer etc. & revision of RfS document	**
3.	RfS Bid submission	22days
4.	Evaluation of technical bids	64 days
5.	Evaluation of financial bids and conduction of e-Reverse Auction	99 days
6.	Issuance of Letter of Intent (LoI)	110 days
7.	Signing of PPA & PSA (if applicable)	140 days

** *In case of any change in RfS document, the Procurer shall provide the bidders additional time in accordance with clause 8.5 of these Guidelines.*

Note: It is clarified that if the Procurer gives extended time for any of the events in the bidding process, on account of delay in achieving the activities required to be completed before the event, or any other reason, such extension of time shall not in any way be construed as deviation from these Guidelines.

10.2 In normal circumstances, the bidding process is likely to be completed in a period of 110 (one hundred ten) days.

10.3 All central agencies, designated by Ministry of New and Renewable Energy, Government of India, as Intermediary Procurer, before issuing any bids for procurement of power under these Guidelines, shall take clearance from Ministry of New & Renewable Energy so that the bids can be appropriately scheduled to enhance the competition and get the optimum tariffs.

11. CONTRACT AWARD AND CONCLUSION

11.1 The PPA shall be signed with the successful bidder/ project company or an SPV formed by the successful bidder.

11.2 The procurer shall constitute a committee for evaluation of the RfS bids. After the conclusion of bidding process, the Evaluation Committee constituted for evaluation of RfS bids shall critically evaluate the bids and certify as appropriate that the bidding process and the evaluation has been conducted in conformity to the provisions of the RfS document. The evaluation authority should satisfy itself that the price of the selected offer is reasonable and consistent with the requirement.The evaluation committee shall have the right to reject all price bids if the rates quoted are not aligned to the prevailing market prices.

11.3 For the purpose of transparency, the Procurer shall, after the execution of the PPA, publicly disclose the name(s) of the successful bidder(s) and the tariff quoted by them together with breakup into components, if any. The

public disclosure shall be made by posting the requisite details on the website of the Procurer for at least 30 (thirty) days.

11.4 Subject to provisions of the Act, the distribution licensee or the Intermediary Procurer, as the case may be, shall approach the Appropriate Commission for adoption of tariffs discovered and quantum of electricity to be procured, in terms of relevant Sections of the Act, within 15 (fifteen) days of the discovery of the tariffs through e-reverse auction or otherwise, in the transparent competitive bidding process conducted in accordance with these Guidelines.

11.5 Subsequent to the distribution licensee or Intermediary Procurer, as the case may be, approaching the Appropriate Commission for adoption of tariffs, in case, the Appropriate Commission does not decide upon the same within sixty days of such submission or within 120 (one hundred and twenty) days from the date of Power Sale Agreement (PSA), whichever is more, the Procurer(s) shall grant appropriate extension of time in scheduled commissioning or scheduled supply date to the generators, corresponding to the delay [beyond 60 (sixty) days of submission or 120 (one hundred and twenty) days of PSA whichever is more] in adoption/ approval by the Appropriate Commission, if the generator has not started any work at site, till the date of adoption/ approval by the Appropriate Commission.

12. BANK GUARANTEES/ CORPORATE GUARANTEES/ PAYMNT ON ORDER INSTRUMENTS/ LETTERS OF UNDERTAKING

The Generator shall provide the following bank guarantees/ corporate guarantees/ letters of undertaking to pay, to the Procurer in terms of the RfS

12.1 Earnest Money Deposit (EMD), to be fixed by the Procurer, but not to be more than 2% (two percent) of the estimated capital cost of the RE power project cost for the financial year in which the bids are invited, to be submitted along with response to RfS, in the form of:

(a). Bank Guarantee(s);

OR

(b). "Payment on Order instrument" / Letter of Undertaking, to pay in case situation of default of generator in terms of tender condition arises, from Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)/ Power Finance Corporation Limited (PFC)/ REC Limited (REC).

*"**Payment on Order instrument**"* means *Letter of Undertaking from Indian Renewable Energy Development Agency Limited (IREDA) or Power Finance Corporation Limited (PFC) or REC Limited (REC) [the three non-banking financial institutions under Ministry of New & Renewable Energy (MNRE)/ Ministry of Power (MoP)], to pay in case situation of default of generator in terms of tender conditions/Power Purchase Agreement (PPA) arises. Such Letter(s) will have same effect as that of a Bank Guarantee issued by any public sector bank. Such "Payment on Order instrument" would have terms and conditions similar to that of any Bank Guarantee given by any public sector bank and would promise to pay the Procurer on demand within stipulated time. Generators can seek such Letters(s) by offering due security to the above mentioned three non-banking financial institutions mentioned above (IREDA, PFC & REC). Procurer(s) shall not accept the instrument of 'Letter of Undertaking' as described above or in any other form, from any other non-banking financial institutions or bank, except IREDA, PFC & REC.*

12.2 Performance Guarantee (PBG), to be fixed by the Procurer, but not to be more than 5% (five percent), of the estimated RE power project cost, for the financial year in which the bids are invited, to be submitted at the time of signing of the PPA, in the form of:

(a). Bank Guarantee(s);

OR

(b). "Payment on Order instrument" / Letter of Undertaking to pay in case situation of default of RE power generators in terms of Power Purchase Agreement (PPA) arises, from Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA)/ Power Finance Corporation Limited (PFC) and REC Limited (REC);

12.3 In addition to the other remedies, this PBG (or alternatives provided thereto as per these Guidelines) can be encashed to recover any damages/dues of the generator in terms of the PPA. It is hereby clarified that the damages/dues recovered by the Intermediary Procurer by encashing the PBG, upon the default of the generator under the PPA, shall be credited to the Payment Security Fund to be maintained by the Intermediary Procurer under clause 7.3.2 of these Guidelines. PBG (or alternatives provided thereto as per these Guidelines) shall be returned to the generator within 45 days of the commissioning of the project. In case of part commissioning, PBG corresponding to the part capacity commissioned, should be released within 45 days of such part-commissioning.

12.4 Procurer(s) may release the Bank Guarantees submitted by a generator as 'Performance Bank Guarantee (PBG)', if the generator is able to replace the same with "Payment on Order instrument" / Letter(s) of Undertaking to pay in case situation of default of generator in terms of Power Purchase Agreement (PPA) arises, from Indian Renewable Energy Development Agency Limited (IREDA) or Power Finance Corporation Limited (PFC) or REC Limited (REC). Generators can seek such Letters(s) by offering due security to the above mentioned three non-banking financial institutions (IREDA, PFC & REC) for seeking replacement of their Bank Guarantees already pledged with the implementing agencies.

13. FINANCIAL CLOSURE

13.1 RTC Power Generator shall attain the financial closure in terms of the PPA, within:

(a). 12 (twelve) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for project size not more than 500 MW;

(b). 18 (eighteen) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for project size more than 500 MW but not more than 1000 MW;

(c). 24 (twenty four) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for project size more than 1000 MW;

13.2 However, if for any reason, the time period for attaining the financial closure needs to be kept smaller than that provided in these Guidelines, the Procurer can do the same.

13.3 Failing the aforesaid, the Procurer shall encash the PBG unless the delay is on account of delay in allotment of land by the Government not owing to any action or inaction on the part of the RTC Power Generator or caused due to a Force Majeure. An extension for the attainment of the financial closure can however be considered by the Procurer, on the sole request of the RTC Power Generator, on payment of extension charges as specified in the PPA. This extension will not have any impact on the SCD. Any chargespaid so, shall be returned to the RTC Power Generator without any interest on achievement of successful commissioning within the SCD.

13.4 It is presumed that in terms of clause 11.5 of these Guidelines, the tariff will be adopted by the Appropriate Commission within 60 days of such submission or within 120 days from the date of Power Sale Agreement (PSA), whichever is more. However, notwithstanding anything contained in these Guidelines, any delay in adoption of tariff by the Appropriate Commission, beyond 60 days of submission or 120 days of PSA whichever is more, shall entail a corresponding extension in financial closure.

14. MINIMUM PAID UP SHARE CAPITAL TO BE HELD BY THE PROMOTER

14.1 The successful bidder, if being a single company, shall ensure that its shareholding in the SPV/project company executing the PPA shall not fall below 51% (fifty-one per cent) at any time prior to 2 (two) years from the COD (as defined in clause 16), except with the prior approval of the Procurer. In the event the successful bidder is a consortium, then the combined shareholding of the consortium members in the SPV/project company executing the PPA, shall not fall below 51% at any time prior to 2 (two) years from the COD, except with the prior approval of the Procurer. Further, the successful bidder shall ensure that its promoters shall not cede control[2] of the bidding company/ consortium till 2 (two) years from the COD, except with the prior approval of the Procurer. In this case it shall also be essential that the successful bidder shall provide the information about its promoters and their shareholding to the Procurer before signing of the PPA with Procurer.

14.2 Any change in the shareholding after the expiry of 2 (two) years from the COD can be undertaken under intimation to Procurer.

14.3 In the event the Generator is in default to the lender(s), lenders shall be entitled to undertake "Substitution of Promoter" in concurrence with the Procurers.

[[2] The expression 'control' shall mean the ownership, directly or indirectly, of more than 50% (fifty per cent) of the voting shares of such Company or right to appoint majority Directors.]

15. COMMISSIONING

15.1 Part Commissioning:

Part commissioning of the Project shall be accepted by Procurer subject to the condition that the Minimum Capacity for acceptance of first and subsequent part(s) commissioning shall be 100 MW, without prejudice to the imposition of penalty, in terms of the PPA on the part which is not commissioned. However, the SCD will not get altered due to part-commissioning. Irrespective of dates of part commissioning or full commissioning, the PPA will remain in force for a period of 25 (twenty-five) years from the SCD or the date of commissioning of full project capacity, whichever is later.

15.2 Early Commissioning:

The Generator shall be permitted for full commissioning as well as part commissioning of the Project even prior to the SCD subject to availability of transmission connectivity and Long Term Access (LTA). In cases of early part commissioning, till SCD, the Generator will be free to sell the electricity generated, to any entity other than the Procurer(s), provided that the first right of refusal will vest with the Procurer(s). The procurer(s) shall provide refusal within 15(fifteen) days from the receipt of the request, beyond which it would be considered as deemed refusal. In cases of early commissioning prior to SCD, the Procurer may purchase the generation at PPA tariff. Even in case of early part commissioning or early full commissioning, the PPA will remain in force for a period of 25 (twenty-five) years from the SCD.

15.3 Commissioning and Commencement of Supply Schedule:

(a). The projects shall be commissioned and commence supply of power, within a period of :

(i). 18 (eighteen) months from the date of execution of the PPA, for project size not more than 500 MW;

(ii). 24 (twenty four) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for project size more than 500 MW but not more than 1000 MW;

(iii). 30 (thirty) months from the date of execution of the Power Purchase Agreement, for project size more than 1000 MW.

(b). However, if for some reason, the scheduled commissioning period needs to be kept smaller than that provided in these Guidelines, the Procurer can do the same.

(c). It is presumed that in terms of clause 11.5 of these Guidelines, the tariff will be adopted by the Appropriate Commission within 60 days of such submission or within 120 days from the date of Power Sale Agreement (PSA), whichever is more. However, notwithstanding anything contained in these Guidelines, any delay in adoption of tariff by the Appropriate Commission, beyond 60 days of submission or 120 days of PSA whichever is more, shall entail a corresponding extension in scheduled commissioning or supply of power date.

15.4 Delay in Commissioning and Commencement of Supply of Power:

Delay in commissioning and commencement of supply of power, beyond the Scheduled Commissioning Period shall involve penalties on the Generator, as detailed below:

(a). For Delay in commissioning upto 6 (six) months from SCD, encashment of Performance Bank Guarantee (PBG), or alternate instruments, on per day basis and proportionate to the capacity not commissioned.

(b). For Delay in commissioning beyond six months from SCD, Generator Event of Default, as per clause **7.6.1** of these Guidelines, shall be considered to have occurred and the contracted capacity shall stand reduced to the project capacity commissioned upto SCD + 6 (six) months. The PPA for the balance capacity not commissioned shall be terminated.

16. COMMERCIAL OPERATION DATE (COD):

Commercial Operation Date (COD) shall be the date on which the commissioning certificate is issued upon successful commissioning of the full capacity of the RE Power Project or the last part capacity of the RE Power Project as the case may be.

17. TRANSMISSION CONNECTIVITY

17.1 The responsibility of getting Transmission Connectivity and Access to the transmission system owned by the CTU will lie with the Generator and shall be at the cost of Generator.

17.2 The Metering Points, which are the points at which energy supplied to the Procurer shall be measured, shall be the low voltage bus bar of the CTU substation. In case of RE parks, the metering point is the final evacuation CTU substation with which the internal transmission from all the pooling substations is connected. All expenses including wheeling charges and losses between the Project and the Metering Point shall be paid by the Generators without any reimbursement by the Procurer. All expenses including wheeling charges and losses in relation to the transmission and distribution beyond the Metering Point shall be borne by the Procurers. Arrangements shall be put in place for either the CTU to bill these expenses directly to the Projects in proportion to their capacity or the normative generation from Projects sharing common infrastructure or to bill the Park Developer which may recover the same directly from the Procurer or from the Generator who may in turn seek re-imbursement from the Procurer.

18. TECHNICAL SPECIFICATIONS

Procurers shall promote commercially established and operational technologies to minimize the technology risk and to achieve the commissioning of the Projects. The detailed technical parameters, for Solar PV/Wind/Hybrid Power Projects to be selected, shall be as specified by MNRE from time to time.

19. DEVIATION FROM PROCESS DEFINED IN THE GUIDELINES

The objective of these Guidelines is to bring standardization & uniformity in processes so that there is fairness & transparency in procurement. As such, these Guidelines need to be strictly followed in the bidding process and no bid, under section 63 of the Electricity Act, for procurement of Round-The-Clock (RTC) power from grid-connected Renewable Energy (RE) power projects,complemented/balanced with power from coal based thermal power projects, shall be issued in contravention to these Guidelines. However, in case it becomes imperative for the Procurer to deviate from these Guidelines and/or the SBDs, the same shall be subject to approval by the Appropriate Commission, before the initiation of bidding process itself. The Appropriate Commission shall approve or require modification to the bid documents within a reasonable time not exceeding 60 (sixty) days of filing such petition.

20. ARBITRATION

In the event CERC is the Appropriate Commission, any dispute arises claiming any change in or regarding determination of the tariff or any tariff related matters, or which partly or wholly could result in change in tariff, such dispute shall be adjudicated by the CERC. All other disputes shall be resolved by arbitration under the Indian Arbitration and Conciliation Act, 1996. In the event SERC/JERC is the Appropriate Commission, then all disputes shall be adjudicated by the SERC/JERC or shall be referred for arbitration by the SERC/JERC.

21. CLARIFICATION AND MODIFICATION TO GUIDELINES

If any difficulty arises in giving effect to any provision of these Guidelines or interpretation of the Guidelines or modification to the Guidelines, Ministry of Power is empowered to do the same, with the approval of Minister, New & Renewable Energy. The decision in this regard shall be binding on all the parties concerned.

22. RENEWABLE PURCHASE OBLIGATION (RPO)

The renewable energy component [including Energy Storage System (ESS) component charged with RE sources] bought under this Scheme shall be eligible for RPO compliance. If RE power has both solar and non-solar component, the apportionment of RPO between solar & non-solar shall be on the lines of principle adopted in case of hybrid plants.

23. ISTS CHARGES AND LOSSES

ISTS charges and losses on transmission of power, including waiver for RE power, shall be as per extant regulations.

GHANSHYAM PRASAD, Jt. Secy.

Uploaded by Dte. of Printing at Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.

MANOJ KUMAR VERMA Digitally signed by MANOJ KUMAR VERMA Date: 2020.07.23 21:03:13 +05'30'