



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-एम.एच.-अ.-08072025-264448  
CG-MH-E-08072025-264448

असाधारण  
EXTRAORDINARY

भाग II—खण्ड 3—उप-खण्ड (ii)  
PART II—Section 3—Sub-section (ii)

प्राधिकार से प्रकाशित  
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 2954]

नई दिल्ली, सोमवार, जुलाई 7, 2025/आषाढ़ 16, 1947

No. 2954]

NEW DELHI, MONDAY, JULY 7, 2025/ASHADHA 16, 1947

परमाणु ऊर्जा विभाग

(पावर अनुभाग)

अधिसूचना

मुंबई, जुलाई, 4 2025

**का.आ. 3021(अ).—** विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 45 की उप-धारा (1) के साथ पठित परमाणु ऊर्जा अधिनियम, 1962 (1962 का 33) की धारा 22 की उप-धारा (1) के परंतुक (बी) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, केन्द्र सरकार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के परामर्श से नीचे दिए गए मानदंडों को एतद्वारा निर्धारित करती है जिसके अनुसार परमाणु बिजलीघरों द्वारा राज्य विद्युत बोर्डों और अन्य व्यक्तियों को बिजली की बिक्री के लिए टैरिफ का निर्धारण किया जाएगा:

**1.0 तकनीकी मानदंड:**

**1.1 संस्थापित क्षमता:**

परमाणु ऊर्जा आयोग द्वारा अनुमोदित, बिजलीघरों की यथार्थवादी प्राप्य क्षमता अपनाई जाएगी।

**1.2 संयंत्र भार गुणक:**

| बिजलीघर      | पी एल एफ |
|--------------|----------|
| तापविद्य 1-2 | 68.5%    |

|                |        |
|----------------|--------|
| रापबिघ 2-4     | 68.5%  |
| मपबिघ 1-2      | 68.5%  |
| नपबिघ 1-2      | 68.5%  |
| कापबिघ 1-2     | 72.5%  |
| केजीएस 1-2     | 68.5%  |
| केजीएस 3-4     | 72.5%  |
| रापबिघ 5-6     | 72.5 % |
| तापबिघ 3-4     | 68.5 % |
| केकेएनपीपी 1-2 | 70%    |
| केकेएनपीपी 3-4 | 80 %   |
| 700 मेगावाट    | 72.5 % |

दो वर्षों में एक बार पुनरीक्षित किया जाना है।

### 1.3 स्थिरीकरण अवधि :

परमाणु विद्युत केंद्रों के लिए कोई स्थिरीकरण अवधि नहीं है।

### 1.4 पूरक खपत:

विभिन्न प्रकार के रिएक्टरों हेतु मानकी उत्पादन के प्रतिशत के रूप में पूरक विद्युत खपत निम्नवत ली जाएगी:

| रिएक्टर का प्रकार                                         | मानकी उत्पादन का प्रतिशत |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------|
| बीडब्ल्यूआर- तापबिघ 1 व 2                                 | 9%                       |
| दाभापारि 220 मेगावाट (बिना शीतलन टॉवरों के)               | 10.5%                    |
| दाभापारि 220 मेगावाट (शीतलन टॉवरों के साथ)                | 11.75%                   |
| दाभापारि 540 मेगावाट एवं 700 मेगावाट (बिना शीतलन टॉवर के) | 10.2%                    |
| केकेएनपीपी- 1-6 (1000 मेगावाट साजरि)                      | 7.8%                     |
| दाभापारि (700 मेगावाट) शीतलन टॉवरों के साथ                | 11.25%                   |

### 1.5 वार्षिक ईंधन वसूली प्रभार (एफएआरसी):

पीएचडब्ल्यूआर के मामलों में वार्षिक ईंधन वसूली प्रभार इस प्रकार तय किए जाएंगे कि पंद्रह वर्षों की अवधि में 12% की छूट दर पर प्रभार का वर्तमान मूल्य ईंधन के प्रारंभिक आधे प्रभार के बराबर होगा। जब भी नया ईंधन भरा जाएगा, मान लीजिए केकेएनपीपी/साधारण जल रिएक्टरों हेतु ईएमसीसीआर / ईएमएफआर इत्यादि के उपरांत, तो एफएआरसी इस प्रकार तय किया जाएगा कि पंद्रह वर्षों की अवधि में 12% की छूट दर पर प्रभार का वर्तमान मूल्य ईंधन के प्रारंभिक भार के दो-तिहाई प्रभार के बराबर होगा।

### 1.6 ईंधन खपत :

| रिएक्टर का प्रकार                       | ईंधन खपत                 |
|-----------------------------------------|--------------------------|
| बीडब्ल्यूआर- तापबिघ                     | 134 एमडब्ल्यूडी / मि.यू. |
| पीएचडब्ल्यूआर (200/220/540/700 मेगावाट) | 25 किग्रा. / मि.यू.      |

|                                           |                          |
|-------------------------------------------|--------------------------|
| एलडब्ल्यूआर-केकेएनपीपी 1व2 (1000 मेगावाट) | 128 एमडब्ल्यूडी / मि.यू. |
|-------------------------------------------|--------------------------|

ईंधन की कीमत प्रत्येक वर्ष परमाणु ऊर्जा विभाग द्वारा अधिसूचित की जाएगी। ईंधन की लागत की गणना ऊपर दी गई ईंधन खपत दर और किसी भी समय विद्युत केंद्र पर उपलब्ध ईंधन की भारित औसत कीमत को गुणा करके की जाएगी। ईंधन के उपभोग का शुल्क ईंधन की कीमत में बदलाव के लिए समायोजन के अधीन होगा। ऐसे समायोजन शुल्क के परिणामस्वरूप प्रभावी टैरिफ दर में विचलन को टैरिफ में बदलाव या संशोधन नहीं माना जाएगा।

#### 1.7 भारी पानी भंडार (प्रति रिएक्टर):

| रिएक्टर का प्रकार                            | भारी पानी भंडार (प्रति रिएक्टर) |
|----------------------------------------------|---------------------------------|
| दाभापारि - 220 मेगावाट इकाइयां               | 287.50 टन                       |
| दाभापारि - 540 मेगावाट / 700 मेगावाट इकाइयां | 570 टन                          |

#### 1.8 भारी पानी पट्टा प्रभार :

पैरा 1.7 में दिए अनुसार संयंत्र द्वारा धारित भारी पानी भंडार पर भारी पानी पट्टा प्रभार परमाणु ऊर्जा विभाग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित दर पर देय होगा। उन्हें इस प्रकार प्रभारित किया जाता है कि लीज प्रभार समान वार्षिक किस्तों (ईएआई) के रूप में वसूल किए जाते हैं। भारी पानी लीज प्रभार कीमतों में परिवर्तन के अनुसार समायोजन के अधीन होंगे और ऐसे समायोजन के परिणामस्वरूप प्रभावी टैरिफ में बदलाव को टैरिफ में संशोधन नहीं माना जाएगा।

#### 1.9 भारी पानी मेकअप मानदंड:

सभी दाबित भारी पानी रिएक्टरों के लिए - प्रति वर्ष प्रति रिएक्टर 2 टन। मेकअप के लिए भारी पानी की कीमत परमाणु ऊर्जा विभाग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित की जाएगी। भारी पानी मेकअप प्रभार कीमतों में बदलाव के अनुसार समायोजन के अधीन होगा और ऐसे समायोजनों के परिणामस्वरूप प्रभावी टैरिफ में बदलाव को टैरिफ में संशोधन नहीं माना जाएगा।

#### 1.10 प्रचालन एवं अनुरक्षण (ओ एंड एम) प्रभार एवं उनमें वृद्धि:

वर्ष 2022-23 के लिए मानक ओ एंड एम प्रभार लाख रु./ मेगावाट में निम्नानुसार होंगे:

| रिएक्टर का प्रकार           | प्रचालन एवं अनुरक्षण प्रभार |
|-----------------------------|-----------------------------|
| बीडब्ल्यूआर - टीएपीएस 1-2   | 75.44                       |
| पीएचडब्ल्यूआर - 220 मेगावाट | 63.53                       |
| पीएचडब्ल्यूआर - 540 मेगावाट | 36.16                       |
| पीएचडब्ल्यूआर - 700 मेगावाट | 27.89                       |
| एलडब्ल्यूआर-1000 मेगावाट    | 27.45                       |

आगामी वर्षों में मानक प्रचालन एवं अनुरक्षण प्रभार 6% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाए जाएंगे।

जल शुल्क, उपकर, लेवी और बीमा शुल्क वास्तविक रूप से देय होंगे और इन्हें अलग से प्रभारित किया जाएगा।

#### 1.11 30 वर्षों तक प्रचालित नाभिकीय विद्युत संयंत्रों के लिए विशेष प्रोत्साहन:

उन नाभिकीय विद्युत संयंत्रों के लिए टैरिफ में 50 पैसे/किलोवाट घंटा का विशेष प्रोत्साहन शामिल किया जाएगा, जो 30 वर्षों से प्रचालनरत हैं तथा इन इकाइयों के माध्यम से विद्युत की बिक्री के लिए टैरिफ में कोई घटक नहीं है, जो संयंत्र के निर्माण के समय लिए गए प्रारंभिक ऋण के प्रति होगा।

#### 2.0 वित्तीय मानदंड :

##### 2.1 पूंजीगत लागत :

परियोजना के पूर्ण होने पर किया गया वास्तविक व्यय और उसके बाद टैरिफ के निर्धारण/संशोधन तक किया गया पूंजीगत व्यय, टैरिफ के निर्धारण के लिए मानदंड होगा। यदि वास्तविक व्यय स्वीकृत परियोजना लागत से अधिक हो जाता है तो अतिरिक्त राशि पर भारत सरकार द्वारा इसकी स्वीकृति के बाद टैरिफ निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा।

## 2.2 ऋण इक्विटी संरचना:

भावी पीएचडब्ल्यूआर के लिए ऋण इक्विटी संरचना 70:30 अनुपात में होगी। प्रचालनरत इकाइयों और निर्माणाधीन परियोजनाओं के लिए, पहले से तय निधिकरण संरचना को अपनाया जा सकता है। पीएचडब्ल्यूआर के अलावा भविष्य की अन्य परियोजनाओं के लिए ऋण इक्विटी अनुपात सरकार द्वारा मामला-दर-मामला प्रौद्योगिकी की परिपक्वता और निधिकरण व्यवस्था की बाधाओं के आधार पर तय किया जाएगा। यदि भविष्य की किसी परियोजना में वास्तविक इक्विटी पैरा 2.1 में परिभाषित पूंजीगत व्यय के 30% से अधिक हो जाता है, तो आरओई केवल काल्पनिक इक्विटी यानी पूंजी के 30% पर लागू होना चाहिए और अतिरिक्त राशि को पूंजी के ऋण घटक के समान व्याज दर पर काल्पनिक ऋण के रूप में माना जाएगा।

## 2.3 इक्विटी पर लाभांश (आरओई):

**वर्तमान में प्रचालित संयंत्रों के लिए (1 अप्रैल, 2022 से पहले चालू) - 15.50%**

**1 अप्रैल, 2022 के बाद कमीशन होने वाली नई विद्युत परियोजनाओं के लिए:**

उत्पादक कंपनी संपूर्ण प्रचालन कालावधि में 15.5% की स्थिर आरओई अपना सकती है अथवा विद्युत क्रय करार अवधि में परिवर्तनशील आरओई प्रोफाइल अपना सकती है, जिसमें आरंभिक वर्षों के दौरान कम आरओई से शुरुआत करते हुए धीरे-धीरे वृद्धि और बाद में कमी की जा सकती है, जिससे विद्युत क्रय करार अवधि में आरओई का वर्तमान मूल्य उसी अवधि में 15.5% की स्थिर आरओई के वर्तमान मूल्य (पीवी) के समान बना रहता है।

परिवर्तनीय आरओई प्रोफाइल का निर्धारण निम्नलिखित सूत्र के आधार पर किया जाएगा:

गणितीय सूत्र निम्नवत हो सकता है,

$$15.5 * \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+g)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{RoE_i}{(1+g)^i}$$

आरओई आई = "i" वर्ष के लिए वसूला जाने वाला आरओई

जहां, छूट दर 'जी', परियोजना के कमीशन होने से पूर्व 10 वर्षों के लिए आरबीआई की जी-सेक दर है और 'एन' पीपीए अवधि है।

(i) इक्विटी पूंजी को निम्नानुसार परिभाषित किया गया है:

"टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन के लिए विद्युत केंद्रों के लिए इक्विटी पूंजी की गणना कुल संचयी निवेश में से विद्युत केंद्र के लिए प्रयुक्त उधार ली गई धनराशि अर्थात् प्रदत्त और अभिदत्त पूंजी तथा विद्युत केंद्र के लिए प्रयुक्त आंतरिक अधिशेष को घटाकर की जाएगी।"

(ii) पूंजीगत परिसंपत्तियों का मूल्यहास किया गया हो या नहीं, इस पर ध्यान दिए बिना इक्विटी में कमी नहीं की जाएगी।

**2.4 ऋण निधि पर व्याज दर:**

- (i) व्याज, वर्ष के आरंभ में ऋण पोर्टफोलियो पर गणना की गई वर्ष के लिए लागू व्याज की भारित औसत दर होगी। प्रत्येक वर्ष के लिए ऋण की चुकौती उस वर्ष के लिए अनुमत पूंजी लागत वसूली के बराबर मानी जाएगी।
- (ii) भारत सरकार से प्राप्त स्थायी ऋण के मामले में, टैरिफ की गणना के लिए ऋण राशि को कम नहीं किया जाएगा क्योंकि ऋण स्थायी है।
- (iii) सरकारी ऋण के लिए व्याज की गणना सरकार द्वारा समय-समय पर अधिसूचित दरों पर की जाएगी। सरकारी ऋण के लिए व्याज दरों में कोई भी परिवर्तन, यदि सरकार द्वारा अधिसूचित किया जाता है, तो संबंधित न्यूक्लियर विद्युत केंद्र द्वारा समायोजन के माध्यम से टैरिफ में स्वतः प्रभावी हो जाएगा। सरकार द्वारा अधिसूचित व्याज दरों में संशोधन के परिणामस्वरूप प्रभावी टैरिफ में परिवर्तन को टैरिफ में संशोधन नहीं माना जाएगा।

**2.5 कार्यशील पूंजी मानदंड:**

- (i) दाबित भारी पानी रिएक्टरों के मामले में ईंधन भंडार 6 महीने की ईंधन उपभोग के बराबर होगी और वीडब्ल्यूआर एवं एलडब्ल्यूआर के लिए एक पुनःभरण की ईंधन आवश्यकता होगी।
- (ii) वर्तमान पूंजी लागत के 2% के बराबर भंडार। वर्तमान पूंजी लागत समान क्षमता और डिजाइन वृद्धि की नवीनतम पूर्ण परियोजना की लागत है जो 50:50 के अनुपात में सीपीआई और डब्ल्यूपीआई के भारित मूल्य सूचकांक के आधार पर टैरिफ के निर्धारण/संशोधन के वर्ष तक है।
- (iii) एक माह के लिए प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय।
- (iv) विविध देनदार: बिजली की बिक्री के लिए 45 दिनों की औसत बिलिंग के बराबर प्राप्य। बिलों के भुगतान के लिए सभी भावी पीपीए में इस प्रावधान को प्रभावी बनाया जाना चाहिए और तदुपरांत कार्यशील पूंजी के लिए विचार किया जाना चाहिए (मौजूदा पीपीए के लिए मानदंड उनकी वैधता अवधि तक 60 दिन तक जारी रह सकता है)।

**2.6 कार्यशील पूंजी पर व्याज:**

ईंधन भंडार के लिए, 12% की दर से व्याज पर विचार किया जाना है और अन्य घटकों के लिए, मध्यम अवधि के ऋणों के लिए भारतीय स्टेट बैंक द्वारा उद्धृत उधार दर, जो कि एनपीसीआईएल द्वारा भुगतान की जाने वाली दरें हैं, पर विचार किया जाना है।

**2.7 विदेशी मुद्रा विनिमय दर विचलन (एफईआरवी) और शीर्षक लागत:**

हेजिंग की वास्तविक लागत या यदि हेजिंग का सहारा नहीं लिया गया है, तो एफईआरवी को पास-थ्रू के रूप में अनुमति दी जाएगी।

**2.8 मूल्यहास (पूंजीगत लागत वसूली घटक):**

जिन परियोजनाओं ने वाणिज्यिक प्रचालन शुरू कर दिया है और जो मौजूदा प्रचालनरत विद्युत केंद्र भी हैं, उनके लिए प्रति वर्ष पूंजीगत लागत का 3%। अप्रैल, 2022 के बाद कमीशन की जाने वाली नई परियोजनाओं के लिए, जिनका वाणिज्यिक परिचालन अभी शुरू होना है, 30 वर्षों की अवधि के लिए प्रति वर्ष पूंजीगत लागत का 2.33%, उसके उपरांत, शेष वसूली संयंत्र की शेष आर्थिक कालावधि पर की जाएगी।

**2.9 डिकमीशनिंग उगाही:**

डीकमीशनिंग उगाही 12 पैसे/किलोवाट घंटा की दर से लागू होगी।

**2.10 कराधान का प्रावधान:**

एनपीसीआईएल द्वारा भुगतान किया गया वास्तविक कर, सभी लाभार्थी डिस्कॉम्स/ग्राहकों से, उस वर्ष के दौरान उनको आपूर्ति की गई ऊर्जा यूनिटों के अनुपात में वसूल किया जाएगा, जिसके लिए कर संबंधित है।

**3.0 सामान्य:**

- 3.1 अनियत विद्युत के संबंध में अर्थात् इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व विद्युत की बिक्री से प्राप्त राजस्व को पूंजीगत व्यय में कमी के रूप में लिया जाएगा, न कि शुद्ध राजस्व के रूप में।
- 3.2 यदि किसी न्यूक्लियर विद्युत संयंत्र को परमाणु ऊर्जा अधिनियम, 1962 की धारा 22 की उप- धारा 1 के खंड (बी) के अनुसार किसी उपभोक्ता को सीधे विद्युत आपूर्ति करने के लिए सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमति दी जाती है, तो ऐसी बिक्री पारस्परिक बातचीत में सहमत दरों पर उत्पादन संयंत्र और अन्य व्यक्ति(यों) के बीच सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन के अधीन सहमत दरों पर की जाएगी।
- 3.3 संशोधित टैरिफ 1 अप्रैल 2022 से प्रभावी होंगे और अधिसूचना संख्या 4/8/1/2017-पावर/14991 दिनांक 20 नवंबर, 2017 के माध्यम से अधिसूचित पूर्व मानदंड 31 मार्च, 2022 तक लागू रहेंगे।
- 3.4 टैरिफ में पांच वर्ष में एक बार संशोधन किया जाएगा।
- 3.5 टैरिफ का निर्धारण चरणवार या इकाईवार या स्टेशन के अनुसार किया जाएगा।

[फा.सं. 14/1/2024-पावर/वॉल्यूम II/ ]

पी एस कार्तिगेयन, संयुक्त सचिव

## DEPARTMENT OF ATOMIC ENERGY

### (Power section)

### NOTIFICATION

Mumbai, the 4<sup>th</sup> July, 2025

**S.O. 3021(E).**—In exercise of the powers conferred by clause (b) of Sub-section (1) of Section 22 of Atomic Energy Act, 1962 (33 of 1962) read with Sub-section (1) of Section 45 of the Electricity Act, 2003 the Central Government in consultation with the Central Electricity Authority hereby determines the norms as given below in accordance with which the tariff for sale of electricity by the Atomic Power Stations to the State Electricity Boards and to other persons shall be determined:

**1.0 Technical Norms:**

**1.1 Installed Capacity:**

The realistic achievable capacity of the power station approved by the Atomic Energy Commission shall be adopted.

**1.2 Plant Load Factor:**

| Station(s) | PLF   |
|------------|-------|
| TAPS 1-2   | 68.5% |
| RAPS 2-4   | 68.5% |
| MAPS 1-2   | 68.5% |

|           |        |
|-----------|--------|
| NAPS 1-2  | 68.5%  |
| KAPS 1-2  | 72.5%  |
| KGS 1-2   | 68.5%  |
| KGS 3-4   | 72.5%  |
| RAPS 5-6  | 72.5 % |
| TAPS 3-4  | 68.5 % |
| KKNPP 1-2 | 70%    |
| KKNPP 3-4 | 80 %   |
| 700 MWe   | 72.5 % |

To be reviewed once in two years.

### 1.3 Stabilisation Period:

There shall be no stabilisation period for the Atomic Power Stations.

### 1.4 Auxiliary Consumption:

Auxiliary power consumption as percentage of normative generation for various types of reactors shall be taken as follows:

| Type of Reactor                             | Percentage of normative generation |
|---------------------------------------------|------------------------------------|
| BWR - TAPS 1&2                              | 9%                                 |
| PHWR 220 MWe (w/o cooling towers)           | 10.5%                              |
| PHWR 220 MWe (with cooling towers)          | 11.75%                             |
| PHWR 540 MWe & 700 MWe (w/o cooling towers) | 10.2%                              |
| KKNPP 1-6 (1000 MWe LWRs)                   | 7.8%                               |
| PHWR (700 MWe) with cooling towers          | 11.25%                             |

### 1.5 Annual fuel recovery charge (AFRC):

Annual fuel recovery charge in case of PHWR shall be so fixed that the present value of charges over a period of fifteen years at a discount rate of 12% shall be equal to the value of initial half charge of fuel. The AFRC shall be re-fixed for the half core of the fuel, whenever fresh fuel is loaded, say after EMCCR/EMFR etc. for KKNPP/LWRs, AFRC shall be fixed such that the present value of charges over a period of fifteen years at a discount rate of 12% to be equal to the value of two-third charge of initial load of fuel.

### 1.6 Fuel consumption:

| Type of Reactor            | Fuel Consumption |
|----------------------------|------------------|
| BWR - TAPS                 | 134 MWD/MU       |
| PHWR (200/220/540/700 MWe) | 25 kg/MU         |
| LWR KKNPP1-2 (1000 MWe)    | 128 MWD/MU       |

The Fuel price shall be notified by DAE every year. The fuel cost shall be computed by multiplying the fuel consumption rate as given above and the weighted average price of fuel available at the station at any point of time. The fuel consumption charge will be subject to adjustment for variation

in the fuel price. Variation in effective tariff rate as a result of such adjustment charges shall not be deemed to be change or revision of tariff.

1.7 Heavy Water Inventory (per reactor):

| Type of Reactor               | Heavy Water Inventory (per reactor) |
|-------------------------------|-------------------------------------|
| PHWR – 220 MW Units           | 287.50 tonnes                       |
| PHWR – 540 MW / 700 MWe Units | 570 tonnes                          |

1.8 Heavy Water Lease charges:

Heavy water lease charges on the heavy water inventory held by the plant as given at Para 1.7 will be payable at the rate notified by DAE from time to time. They are charged in a manner so that lease charges are recovered in the form of equated annual instalments (EAI). Heavy water lease charges will be subject to adjustment towards variations in the prices and variation in the effective tariff as a result of such adjustments shall not be deemed to be revision of the tariff.

1.9 Heavy Water Make Up norm:

For all Pressurised Heavy Water Reactors – 2 tonnes per reactor per annum. The price of heavy water for make up shall be as notified by DAE from time to time. Heavy Water makeup charge will be subject to adjustment towards variations in the prices and variation in the effective tariff as a result of such adjustments shall not be deemed to be revision of the tariff.

1.10 Operation and Maintenance (O&M) charges and its escalation:

The normative O&M charges in Lakh/MWe for the year 2022-23 shall be as given below:

| Type of Reactor  | O&M Charges |
|------------------|-------------|
| BWR – TAPS 1-2   | 75.44       |
| PHWR – 220 MWe   | 63.53       |
| PHWR – 540 MWe   | 36.16       |
| PHWR-700 MWe     | 27.89       |
| T LWR – 1000 MWe | 27.45       |

The normative O&M charges in subsequent years shall be increased at the rate of 6% per annum.

The water charges , cess , levies and insurance charges shall be chargeable at actual and will be allowed separately.

1.11 Special Incentive for the nuclear power plants, which have operated for 30 years:

Special Incentive of 50 paise/kWh shall be included in the tariff, for the nuclear power plants, which have operated for 30 years and there are no components in tariff for the sale of the power through these units, towards initial debt deployed at the time of construction of the plant.

2.0 Financial norms:

2.1 Capital cost:

The actual expenditure incurred on completion of the project and subsequent capital expenditure incurred upto fixation of / revision of tariff, shall be the criteria for fixation of tariff. If actual expenditure exceeds the approved project cost, the excess shall be considered for fixation of tariff after approval of the same by the Government of India.

## 2.2 Debt Equity Structure:

Debt Equity Structure for future PHWRs shall be in 70:30 ratio. For units in operation and projects under construction, the funding structure already fixed may be adopted. For future projects other than PHWRs, the debt equity ratio is to be decided by the Government on a case-to-case basis, depending on the maturity of technology and the constraints of the financing arrangement. In case, in a future project, the actual equity exceeds 30% of the capital expenditure as defined in Para 2.1, the ROE should be applicable only on the notional equity i.e. 30 % of the capital and excess amount will be treated as notional loan at the same interest rate as of debt component of the capital.

## 2.3 Return on Equity (ROE):

**For current operating plants (commissioned before April 1, 2022) – 15.50%**

### **For new power projects commissioned after April 1, 2022**

generating company can adopt a constant RoE of 15.5% throughout the operating life or can adopt a variable RoE profile over a PPA period, starting with lower RoE during initial years gradually increasing and later decreasing, such that the PV of the RoE over the PPA period remains same as the Present Value (PV) of the constant RoE of 15.5% over the same period.

The variable RoE profile shall be determined based on following formula.

The mathematical formulation can be,

$$15.5 * \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+g)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{RoE_i}{(1+g)^i}$$

RoE<sub>i</sub> = RoE to be charged for the year “i”

Where, discounting rate, is the G-sec rate of RBI for 10 years previous to commissioning of the project and ‘n’ is the PPA period.

(i) The equity capital is defined as below:

“Equity capital for stations for the purpose of fixation of tariff shall be reckoned as the total cumulative investment less the borrowed funds used for the station viz., paid up and subscribed capital and internal surplus utilized for the station.”

(ii) Equity shall not be reduced irrespective of whether the capital assets have been depreciated or not.

## 2.4 Interest rate on Debt funds:

(i) Interest shall be the weighted average rate of interest applicable for the year calculated on the loan port-folio at the beginning of the year. The repayment of loan for each year shall be deemed to be equal to the capital cost recovery allowed for that year.

(ii) In the case of perpetual loan from the Government of India, the loan amount shall not be reduced for computation of tariff as the loan is in perpetuity.

(iii) The interest for the Government loan shall be computed at the rates notified by the Government from time to time. Any change in the interest rates for the Government loan, if notified

by the Government, will be automatically effected in the tariff prospectively through an adjustment by the respective Atomic Power Station. Variations in the effective tariff as a result of the revision in interest rates as notified by the Government shall not be deemed to be a revision of the tariff.

2.5 Working Capital norms:

- (i) Fuel inventory will be equivalent to 6 months fuel consumption in case of Pressurised Heavy Water Reactors and fuel requirement of one reload for BWRs and LWRs.
- (ii) Stores inventory will be equivalent to 2% of the current capital cost. Current capital cost is the cost of latest completed project of similar capacity and design escalated to the year of fixation/revision of tariff on the basis of weighted price index of CPI and WPI in the ratio of 50:50.
- (iii) Operation and Maintenance expenditure for one month.
- (iv) Sundry debtors: Receivables equivalent to 45 days average billing for sale of electricity. This provision should be given effect in all future PPAs for payment of the bills and considered for working capital thereafter (for existing PPAs the norm may continue to be 60 days till their validity period).

2.6 Interest on Working Capital:

For fuel inventory, Interest at the rate of 12% is to be considered and for other components, lending rate quoted by State Bank of India for medium term loans, which is the rates paid by NPCIL, is to be considered.

2.7 Foreign Exchange Rate Variation (FERV) and Hedging Costs:

Actual cost of hedging or if hedging has not been resorted to, FERV shall be allowed as pass through.

2.8 Depreciation (Capital Cost Recovery Component):

For the projects which have commenced commercial operations and also existing operating stations, 3% of the capital cost per annum. For new projects commissioned after April 2022 and which are yet to commence commercial operation, 2.33% of the capital cost p.a. for a period of 30 years, thereafter, the balance recovery to be spread over remaining economic life of the plant.

2.9 Decommissioning levy:

Decommissioning levy shall be applicable at the rate of 12 paise/kWh.

2.10 Provision for taxation:

Actual tax paid by NPCIL, shall be recovered from all the beneficiary DISCOMs/ customers, in proportion of the energy units supplied to them, during the year for which the tax pertains.

**3.0 General:**

- 3.1 In respect of infirm power i.e. sale of electricity prior to commercial operation of the unit any revenue from such sale shall be taken as reduction in capital expenditure and not as net revenue.
- 3.2 In case an Atomic Power Plant is permitted by the competent Government to supply electricity directly to a consumer in terms of clause (b) of sub-section 1 of Section 22 of the Atomic Energy Act, 1962, such sale shall be at mutually negotiated rates, agreed upon between the generating plant and the other person(s) subject to the approval of the competent Authority.

- 3.3 The revised tariffs shall be effective from 1<sup>st</sup> April 2022 and earlier norms notified vide Notification No.4/8/1/2017-Power/14991 dated November 20, 2017 will remain applicable till March 31, 2022.
- 3.4 The tariff shall be revised once in 5 years.
- 3.5 The tariff shall be determined stage-wise or unit-wise or for the station.

[F.No.- 14/1/2024-Power/Vol.II]

P S KARTHIGEYAN, Jt. Secy.