इसे वेबसाईट www.govtpressmp.nic.in
से भी डाउन लोड किया जा सकता है.

मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 52] भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 28 दिसम्बर 2012—पौष 7, शक 1934

भाग ४

विषय-सूची

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

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)—कुछ नहीं

भाग ४ (ग)

अन्तिम नियम

वित्त विभाग

मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल

भोपाल, दिनांक 19 दिसम्बर 2012

क्र. एफ-5-1-2012-नियम-चार.—भारत के संविधान के अनुच्छेद 309 के परन्तुक द्वारा प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश के राज्यपाल, एतद्द्वारा, मध्यप्रदेश सामान्य भविष्य निधि नियमों में निम्नलिखित और संशोधन करते हैं, अर्थात् :—

संशोधन

उक्त नियमों में,—

(1) नियम 15 के उपनियम (6) से संलग्न परिशिष्ट 'ट' के स्थान पर, निम्नलिखित परिशिष्ट स्थापित किया जाए, अर्थात् :—

परिशिष्ट ''ट''

(सामान्य भविष्य निधि नियम के नियम 15, 16 16-ए एवं 16-बी देखिए)

(अस्थाई अग्रिम / आंशिक अंतिम के आहरण के उपयोग हेतु)

भविष्य निधि खाते से अस्थाई अग्रिम / आंशिक अंतिम के आहरण हेतु आवेदन-सह-स्वीकृति प्ररूप

(अभिदाता द्वारा भरा जाने वाला आवेदन)

1. अभिदाता का नाम . . . . . .
2. सामान्य भविष्य निधि का पूर्ण खाता क्रमांक . . . . . .
3. (क) अभिदाता का पदनाम . . . . . .
   (ख) अभिदाता की श्रेणी . . . . . .
4. अभिदाता के खाते में बकाया शेष . . . . . .
   (क) विगत वर्ष में रुपये . . . . . .
   (ख) विगत 2 वर्ष पूर्व का रुपये . . . . . .
5. अस्थाई अग्रिम / आंशिक अंतिम आहरण की राशि रुपये . . . . . .
6. अस्थाई अग्रिम के बकाया का विवरण :—

अनुक्रमांक	आहरण का माह	आहरित की गई राशि रुपयों में	पुनर्भुगतान योग्य राशि रुपयों में
(1)	(2)	(3)	(4)

7. आंशिक अंतिम के आहरण की दशा में :—

जिस वर्ष अग्रिम हेतु आवेदन किया जाता है, उसके ठीक पूर्ववर्ती वर्ष में अभिदाता द्वारा आहरित अग्रिम एवं आंशिक अंतिम आहरण का पूर्ण विवरण . . . . . .

. . . . . .

दिनांक / /20

अभिदाता के हस्ताक्षर

सक्षम प्राधिकारी द्वारा स्वीकृति

1. स्वीकृत राशि रुपये . . . . . .
   (शब्दों में) . . . . . .
2. आहरण / स्वीकृति का प्रकार (अस्थाई अग्रिम या आंशिक अंतिम आहरण) . . . . . .
3. नियम जिसके अधीन स्वीकृति प्रदान की गई है . . . . . .
4. लेखाशीर्ष जिसमें राशि डेबिट की जावेगी . . . . . .
5. यह प्रमाणित किया जाता है कि इस स्वीकृति हेतु आवश्यक समस्त शर्तों की पूर्ति कर ली गई है.

दिनांक / /20

. . . . . .

स्वीकृतकर्ता अधिकारी के हस्ताक्षर व पदनाम.

(2) नियम 16-ए में, उपनियम (1) के स्थान पर, निम्नलिखित उपनियम स्थापित किया जाए, अर्थात् :—

"(1) (क) कोई अभिदाता, यदि वह चाहे तो सक्षम प्राधिकारी को आहरण वर्ष के ठीक पूर्ववर्ती दूसरे वर्ष के अन्त में उसके खाते में बकाया शेष राशि के पचहत्तर प्रतिशत से अनधिक आहरण की स्वीकृति के लिए, स्वीकृति के समय उसके खाते में जमा राशि की सीमा के अध्यधीन रहते हुए, विहित प्ररूप में आवेदन कर सकेगा.

टिप्पणी.— इस नियम के अधीन कोई आहरण स्वीकृत नही किया जाएगा, यदि उसी समय नियम 15 के अधीन अग्रिम स्वीकृत किया गया है.

(ख) उपनियम (1) (क) में अधिकथित की गई सीमा के अध्यधीन रहते हुए, अभिदाता को किसी वित्तीय वर्ष में केवल दो बार आहरण हेतु अनुज्ञात किया जाएगा.

(ग) उपनियम (1) (क) के अधीन आहरण स्वीकृत करने हेतु नियम 15 के उपनियम (8) में यथा उल्लिखित अधिकारी सक्षम प्राधिकारी होंगे.".

(3) नियम 16-बी में,—

(एक) उपनियम (1) एवं (2) का लोप किया जाए.

(दो) उपनियम (3) (क) में, शब्द तथा कोष्ठक "उपनियम (1)" के स्थान पर, शब्द अक्षर तथा कोष्ठक "नियम 16-ए(1)" स्थापित किए जाएं.

मध्यप्रदेश के राज्यपाल के नाम से तथा आदेशानुसार,
मनीष रस्तोगी, सचिव.

Bhopal, the 19 December 2012

No. F-5-1-2012-Rule-IV.—In exercise of the powers conferred by the proviso to Article 309 of the Constitution of India, the Governor of Madhya Pradesh, hereby, makes the following further amendments in the Madhya Pradesh General Provident Fund Rules, namely :—

AMENDMENT

In the said rules,—

(1) for Appendix "K", appended to sub-rule (6) of rule 15, the following Appendix shall be substituted, namely :—

APPENDIX "K"

(See rule 15, 16, 16-A and 16-B of GPF rules)

(To be used for temporary advance / part final withdrawal)

Form of Application-Cum-Sanction for Temporary Advance / Part Final withdrawal from Provident Fund Account

(Application to be filled in by the subscriber)

1. Name of the Subscriber .....
2. G. P. F. Account number in full .....
3. (a) Designation of Subscriber .....
   (b) Class of Subscriber .....
4. Balance at the credit of the Subscriber :
   (a) On preceding year Rupees .....
   (b) On 2nd preceding year Rupees .....

5. Amount of temporary advance / part final withdrawal. Rupees . . . . . .

6. Details of outstanding temporary advance :

Serial No.	Month of drawal	Amount drawn in Rs.	Amount still to be repaid in Rs.
(1)	(2)	(3)	(4)

7. In the case of part final withdrawal :—

Full details of advance and part final withdrawal drawn by subscriber immediately preceding the year in which the advance is applied for . . . . . .

Date . . . . . 20 . . .

. . . . . .
Signature of the Subscriber

SANCTION BY THE COMPETENT AUTHORITY

1. Amount hereby sanctioned (in Words) Rs. . . . . .

2. Nature of withdrawal / sanctioned (temporary advance or part final) . . . . . .

3. Rule under which the sanction is accorded . . . . . .

4. Head of account to which the amount is to be debited . . . . . .

5. It is certified that all the conditions required to be fulfilled for this sanctions have been satisfied.

Date 20

. . . . . .
Signature of the sanctioning authority and Designation

(2) In rule 16-A, for sub-rule (1), the following sub-rule shall be substituted, namely :—

"(1) (a) A subscriber may, if he so desires apply in the prescribed form, to the competent authority for withdrawing from the balance to his credit an amount not exceeding seventy five percent to the amount that stood to his credit at the end of the second year immediately preceding the year of withdrawal within the limit of balance to his credit at the time of sanction.

Note.—A withdrawal under this rule shall not be sanctioned if an advance under rule 15 has been sanctioned at the same time.

(b) Only two withdrawal in any financial year shall be allowed to the subscriber, subject to the limits laid down in sub-rule (1)(a).

(c) The competent authority to sanction withdrawal under sub-rule (1)(a) shall be as mentioned in sub-rule (8) of rule 15."

(3) In rule 16-B.—

(i) sub-rule (1) and (2) shall be omitted.

(ii) In sub-rule (3)(a), for the words and brackets "sub-rule (1)", the words, letter and bracket "rule 16-A (1)" shall be substituted.

By order and in the name of the Governor of Madhya Pradesh,
MANISH RASTOGI, Secy.

अन्तिम विनियम

मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग

पंचम् तल, मेट्रो प्लाजा, ई-5, अरेरा कालोनी, बिट्टन मार्केट, भोपाल—462 016

भोपाल, दिनांक 12 दिसम्बर 2012

क्र. 3410-मप्रविनिआ-2012.—विद्युत् अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) की धारा 181(2) (जेडडी) सहपठित धारा 61 में प्रदत्त शक्तियों का उपयोग करते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग, एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है :—

मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) (पुनरीक्षण द्वितीय) विनियम, 2012 [आर जी 26 (II), वर्ष 2012]

प्रस्तावना

जबकि मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2005 (जी–26, वर्ष 2005) की प्रथम नियंत्रण अवधि का समापन 31 मार्च, 2009 को हुआ। आयोग ने द्वितीय बहुवर्षीय टैरिफ नियंत्रण अवधि सिद्धांत तथा क्रियाविधियों को वित्तीय वर्ष 2009–10 से वित्तीय वर्ष 2011–12 तक विनिर्दिष्ट किये जाने के संबंध में प्रथम पुनरीक्षण {आर जी–26(1), वर्ष 2009} दिनांक 30 अप्रैल, 2009 द्वारा दिनांक 8 मई, 2009 को अधिसूचित किया था। आयोग द्वारा द्वितीय संशोधन दिनांक 24 फरवरी, 2012 द्वारा इस नियंत्रण अवधि को माह मार्च, 2013 तक बढ़ा दिया गया। अतएव आगामी नियंत्रण अवधि वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु, विद्युत उत्पादन की निबंधन तथा शर्तें विनिर्दिष्ट किये जाने हेतु ये विनियम अधिसूचित किये जा रहे हैं।

अध्याय – एक
प्रारंभिक

1. संक्षिप्त शीर्षक तथा प्रारंभ :

1.1 ये विनियम, "मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन एवं शर्तें) (पुनरीक्षण द्वितीय) विनियम, 2012 {आर जी 26 (II), वर्ष 2012} कहलायेंगे।

1.2 इन विनियमों का विस्तार पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य में होगा ।

1.3 ये विनियम दिनांक 01.04.2013 से लागू होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनकी पूर्व में किसी प्रकार की समीक्षा न की जाए अथवा समयावधि का विस्तार न किया जाए, ये विनियम इनके प्रवृत्त होने की तिथि से माह दिनांक 31.3.2016 तक लागू रहेंगे :

परन्तु जहां कहीं एक परियोजना अथवा उसके किसी भाग को इन विनियमों के प्रवृत्त होने की दिनांक से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया गया हो तथा जिसका टैरिफ उक्त तिथि तक आयोग द्वारा अन्तिम रुप से अवधारित नहीं किया गया हो, ऐसी परियोजना अथवा उसके किसी भाग के प्रकरण में, जैसा कि लागू हो,

टैरिफ का अवधारण दिनांक 31.03.2013 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु, मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबन्धन एवं शर्तें), विनियम, 2009 एवं उनके संशोधनों के अनुसार ही अवधारित किया जाएगा।

2. **विस्तार तथा लागू किये जाने की सीमा :**

2.1 ये विनियम विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अर्न्तगत किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत के वितरण हेतु किसी विद्युत उत्पादन स्टेशन या उसकी किसी इकाई के संबंध में (अपारम्परिक ऊर्जा आधारित स्त्रोतों को छोड़कर) उत्पादन टैरिफ अवधारण के समस्त प्रकरणों पर लागू होंगें परन्तु ऐसे प्रकरणों में लागू न होंगे जहां टैरिफ विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के उपबन्धों के अन्तर्गत केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशा निर्देशों के अनुरूप बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसार अवधारित किया गया हो ।

3. **प्रचालन के मानदण्डों का परिसीमन उच्चस्थ होना :**

3.1 शंकाओं के निवारण के उद्देश्य से यह स्पष्ट किया जाता है कि इन विनियमों के अर्न्तगत विनिर्दिष्ट प्रचालन के मानदण्डों का परिसीमन उच्चस्थ है तथा उत्पादन कंपनी तथा उसके हितग्राहियों को प्रोन्नत मानदण्डों पर सहमति से प्रतिबाधित नहीं करेगा तथा इस प्रकार से प्रोन्नत मानदण्ड टैरिफ अवधारण हेतु प्रयोज्य होंगे ।

4. **परिभाषाऐं :**

4.1 जब तक संदर्भ अन्यथा अपेक्षित न हो, इन विनियमों में –

(ए) "अधिनियम (Act)" से अभिप्रेत है, विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003);

(बी) "लेखांकन विवरण–पत्र (Accounting Statement)" से अभिप्रेत है प्रत्येक वित्तीय वर्ष हेतु निम्नलिखित विवरण–पत्र, अर्थातः

(i) कंपनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची VI के भाग I में अर्न्तविष्ट प्ररूप (फार्म) के अनुसार तैयार किया गया तुलन–पत्र (बैलेंस शीट); मय संबंधित टिप्पणियों तथा ऐसे अन्य सहायक विवरण–पत्रों तथा जानकारी के, जैसा कि वे आयोग द्वारा समय–समय पर आदेशित किये जाएं;

(ii) कंपनी अधिनियम, 1956 की अनुसूची VI के भाग II की अर्हताओं के परिपालन में लाभ–हानि लेखा;

(iii) इन्स्टीट्यूट ऑफ चार्टर्ड अकाऊटेंट्स ऑफ इण्डिया के रोकड़–प्रवाह विवरण–पत्र (कैश–फ्लो स्टेटमेन्ट) (एएस–3) के लेखांकन मानक के अनुसार तैयार किया गया रोकड़ प्रवाह विवरण–पत्र;

(iv) अनुज्ञप्तिधारी के वैधानिक अंकेक्षक(ों) का प्रतिवेदन;

(v) संचालकों का प्रतिवेदन तथा लेखांकन नीतियां; तथा

(vi) केन्द्र सरकार द्वारा कंपनी अधिनियम, 1956 की धारा 209(1)(डी) के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट किये गये लागत अभिलेख, यदि कोई हों;

(सी) "अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization)" से अभिप्रेत है वास्तविक रुप से किया गया पूंजीगत व्यय अथवा जिसे परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया है तथा आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण उपरान्त विनियम 20 के उपबन्धों के अध्यधीन स्वीकार किया गया है;

(डी) "सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption-AUX)" का किसी अवधि के संदर्भ में अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन स्टेशन के सहायक उपकरण द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा एवं उत्पादक स्टेशन के अंतर्गत ट्रांसफार्मर हानियां तथा इसे उत्पादक स्टेशन की समस्त इकाईयों द्वारा उत्पादक स्टेशन के छोर (टर्मिनल) पर सकल उत्पादित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाएगा;

(ई) "अंकेक्षक (Auditor)" से अभिप्रेत है कम्पनी अधिनियम, 1956 (क्रमांक 1, वर्ष 1956) की धारा 224, 233बी तथा 619 के उपबंधों अथवा फिलहाल लागू अन्य किसी प्रभावशील कानून के अंतर्गत विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा नियुक्त किया गया कोई अंकेक्षक;

(एफ) "हितग्राही (Beneficiary)" का किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन के संबंध से अभिप्रेत है वह व्यक्ति, जो ऐसे उत्पादक स्टेशन से उत्पादित विद्युत का क्रय कर रहा है तथा जिसका टैरिफ इन विनियमों के अन्तर्गत अवधारित किया जा रहा हों;

(जी) "खण्ड (Block)" जो संयुक्त चक्र (Combined cycle) ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन से संबंधित है जिसमें प्रज्जवलन टरबाइन विद्युत उत्पादन संयंत्र (Combustion Turbine Generators), सहयोगी अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति वाष्पयन्त्र (associated waste heat recovery boilers), संयोजित वाष्प टरबाईन–विद्युत उत्पादन संयंत्र (connected steam turbine generators) तथा सहायक इकाईयां (Auxiliaries) सम्मिलित हैं;

(एच) "आयोग (Commission)" से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission);

(आई) "कानून में परिवर्तन (Change in law)" से अभिप्रेत है निम्न घटनाओं में से किसी भी एक घटना का पाया जाना :

(i) किसी भी कानून का अधिनियमन, इसको प्रभावशील किया जाना, इसका प्रवर्तित होना, संशोधित किया जाना, इसमें संपरिवर्तन किया जाना अथवा निरसन किया जाना; अथवा

(ii) किसी सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण (ट्रिब्यूनल) अथवा भारत शासन का अनुदेश जो ऐसी व्याख्या हेतु कानून के अन्तर्गत अन्तिम प्राधिकार है, द्वारा किसी भी कानून की व्याख्या में परिवर्तन किया जाना; अथवा

(iii) किसी परियोजना हेतु, किसी सम्मति में, अनुमोदन में अथवा उपलब्ध कराई गई अथवा प्राप्त की गई अनुज्ञप्ति में किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा किया गया कोई परिवर्तन;

(जे) "पृथक्कृत तिथि (Cut off date)" से अभिप्रेत है, 31 मार्च की तिथि जो परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के दो वर्षों के उपरांत समाप्त होती है तथा ऐसे प्रकरण में, जहां परियोजना को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत किसी वर्ष के अन्तिम त्रैमास में घोषित किया जाता है, वहां पृथक्कृत तिथि, वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के तीन वर्षों के बाद, उक्त वर्ष की 31 मार्च होगी;

(के) "दिवस (Day)" से अभिप्रेत है, 24 घंटों की निरंतर अवधि जो 00.00 बजे से प्रारंभ होती है;

(एल) "वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (Date of Commercial Operation-COD)"

(i) किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन की एक इकाई अथवा खण्ड (Block) के संबंध में, उत्पादक कम्पनी द्वारा एक सफल निष्पादन परीक्षण द्वारा तथा हितग्राहियों को नोटिस दिये जाने के उपरान्त उच्चतम निरन्तर निर्धारित क्षमता (Maximum Continuous Rating - MCR) अथवा स्थापित क्षमता (Installed Capacity - IC) के प्रदर्शन उपरान्त घोषित तिथि जिससे पूर्ण रूप से म.प्र. विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसार अनुसूचीकरण प्रक्रिया पूर्णतया 00.00 बजे से कार्यान्वित की जाएगी तथा पूर्णरूपेण एक उत्पादक स्टेशन के संबंध में उत्पादक स्टेशन की अन्तिम इकाई अथवा खण्ड की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि होगी;

(ii) किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन की इकाई के संबंध में, उत्पादक कम्पनी द्वारा हितग्राहियों को नोटिस दिये जाने के उपरान्त म.प्र. विद्युत ग्रिड संहिता के अनुसार अनुसूचीकरण प्रक्रिया के पूर्ण रूप से क्रियान्वयन पश्चात् 00.00 बजे से घोषित तिथि, तथा पूर्णरूपेण एक उत्पादक स्टेशन के संबंध में, उत्पादक कम्पनी द्वारा घोषित तिथि एक सफल निष्पादन परीक्षण द्वारा हितग्राहियों को नोटिस दिये जाने के उपरान्त उत्पादक स्टेशन द्वारा घोषित तिथि जो उत्पादक स्टेशन की स्थापित क्षमता से सम्बद्ध उच्चतम क्षमता के प्रदर्शन उपरान्त, होगी;

टीप :

1. यदि जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन जलाशय में अपर्याप्त जल की मात्रा अथवा जलाशय के स्तर के कारण स्थापित क्षमता से संबद्ध उच्चतम क्षमता प्रदर्शित करने में असफल रहता है, तो ऐसी दशा में उत्पादक स्टेशन की अन्तिम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि पूर्णरूपेण उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि इस प्रतिबंध के साथ मानी जाएगी कि ऐसे जल–विद्युत स्टेशन हेतु यह आदेशात्मक (mandatory) होगा कि

वह ऐसा जलाशय/तालाब स्तर प्राप्त हो जाने पर उत्पादक इकाई अथवा उत्पादक स्टेशन की स्थापित क्षमता से संबद्ध उच्चतम क्षमता का प्रदर्शन करे।

2. इसी प्रकार की शर्तें केवल नदी–बहाव आधारित जल विद्युत स्टेशन को लागू होंगी यदि इकाई अथवा उत्पादक स्टेशन को कम मात्रा वाली जल आवक अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित कर दिया जाता है जब जल की मात्रा ऐसे प्रदर्शन हेतु अपर्याप्त हो ।

(एम) "घोषित क्षमता (Declared Capacity- DC)" किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन के संबंध में अभिप्रेत है, ऐसे उत्पादक स्टेशन द्वारा दिवस के समय–खण्ड अथवा सम्पूर्ण दिवस हेतु एक्स–बस विद्युत प्रदाय करने की योग्यता जिसके अन्तर्गत ईंधन अथवा जल की उपलब्धता पर विचार किया जाएगा तथा यह और सुसंगत विनियम के अन्तर्गत आगे दर्शाई गई अर्हता के अध्यधीन होगी;

(एन) "रुपांकित ऊर्जा (Design Energy)" से अभिप्रेत है ऊर्जा की मात्रा जो 90 प्रतिशत निर्भरता वाले वर्ष में 95 प्रतिशत स्थापित क्षमता के आधार पर जल विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा उत्पादित की जा सकती है;

(ओ) "विद्यमान विद्युत उत्पादक परियोजना (Existing Generating Project)" से अभिप्रेत है ऐसी परियोजना जिसे दिनांक 01.04.2012 से पूर्व किसी तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो;

(पी) "किया गया व्यय (Expenditure incurred)" से अभिप्रेत है कोई निधि, भले वह पूंजी (Equity) अथवा ऋण (debt) दोनों हों, जिस हेतु उपयोगी परिसम्पत्तियों के सृजन अथवा अधिप्राप्ति हेतु, वास्तविक रुप से रोकड़ अथवा रोकड़ समतुल्य भुगतान किया गया है तथा इनमें वे वचनबद्धताएं अथवा दायित्व शामिल न होंगे, जिन हेतु कोई राशि मुक्त न की गई हो;

(क्यू) "विद्युत उत्पादक कंपनी (Generation Company)" से अभिप्रेत है कोई कंपनी या निगम निकाय या संघ या व्यक्तियों का निकाय चाहे वह निगमित हो या नहीं या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति हो जो किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन का स्वामी हो या उसे प्रचालित कर रहा हो या उसका संधारण कर रहा हो;

(आर) "उत्पादन टैरिफ (Generation Tariff)" से अभिप्रेत है एक विद्युत उत्पादक स्टेशन की एक्स–बस (Ex-bus) पर विद्युत आपूर्ति के लिये दर–निर्धारण (टैरिफ);

(एस) "सकल ऊष्मीय मान (Gross Calorific Value - GCV)" किसी ताप ऊर्जा उत्पादक स्टेशन के संबंध में अभिप्रेत है एक किलोग्राम ठोस ईंधन अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक

घन मीटर गैस ईंधन, जैसा कि लागू हो, के सम्पूर्ण प्रज्जवलन द्वारा किलो कैलोरी (kCal) में उत्पादित ऊष्मा की मात्रा;

(टी) "सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate - GHR)" से अभिप्रेत है किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन में ऊष्मा शक्ति का किलो कैलोरी में निवेश जिसके द्वारा उसके उत्पादक छोरों पर एक किलोवॉट विद्युत ऊर्जा का उत्पादन हो सके;

(यू) "अस्थाई क्षमता (Infirm Power)" से अभिप्रेत है किसी उत्पादक स्टेशन की इकाई अथवा खण्ड द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेप (inject) की गई विद्युत;

(वी) "स्थापित क्षमता (Installed Capacity - IC)" से अभिप्रेत है उत्पादक स्टेशन की समस्त इकाईयों की नामपटिट्का (Nameplate) पर दर्शाई गई क्षमताओं का योग अथवा उत्पादक स्टेशन की (उत्पादक छोर पर की गई गणनानुसार) क्षमता जैसा कि आयोग द्वारा इसे समय–समय पर अनुमोदित किया जाए;

(डब्लू) "अनुज्ञप्तिधारी (Licensee)" से अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति जिसे अधिनियम की धारा 14 के अर्न्तगत अनुज्ञप्ति (License) प्रदान की गई हो;

(एक्स) "उच्चतम निरंतर गुणवत्ता श्रेणी (Maximum Continuous Rating - MCR)" किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन की इकाई के संबंध में अभिप्रेत है ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के किसी उत्पादक के छोरों पर उच्चतम निरंतर विद्युत उत्पादन, जिसे निर्माता कंपनी द्वारा गुणवत्ता श्रेणी के मानदण्डों अनुसार प्रत्याभूत (गारंटी) किया गया हो तथा संयुक्त चक्र (combined cycle) ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के खण्ड के संबंध में अभिप्रेत है उत्पादक छोर पर उच्चतम निरंतर उत्पादन जिसे निर्माता द्वारा जल अथवा वाष्प अन्तःक्षेपण (injection) (लागू होने की दशा में) द्वारा 50 हर्ट्ज तक शोधित ग्रिड आवृत्ति (फ्रिक्वेंसी) तथा विनिर्दिष्ट स्थल परिस्थितियों के अनुसार प्रत्याभूत किया गया हो ;

(वाई) "मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normative Annual Plant Availability Factor - NAPAF)" किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन के संबंध में, अभिप्रेत है उपलब्धता कारक जैसा कि इसे ताप–विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु विनियम 35 में तथा जल–विद्युत उत्पादन स्टेशन हेतु विनियम 49 में निर्दिष्ट किया गया है ।

(जेड) "अधिकारी" से अभिप्रेत है, आयोग का कोई अधिकारी;

(एए) "प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation & Maintenance Expenses - O&M Expenses)" से अभिप्रेत है परियोजना अथवा उसके किसी अंश के प्रचालन तथा संधारण पर किया गया कोई

व्यय तथा इसमें सम्मिलित होंगे जनशक्ति, मरम्मत, कल–पुर्जो, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा तथा उपरिव्यय (Overheads) पर किये गये व्यय;

(बीबी) "मूल परियोजना लागत (Original Project Cost)" से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा पृथक्कृत दिनांक तक परियोजना के क्षेत्राधिकार के अन्तर्गत किया गया पूंजीगत व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया गया हो;

(सीसी) "संयंत्र उपलब्धता कारक (Plant Availability Factor - PAF)" किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के संबंध में किसी अवधि हेतु से अभिप्रेत है उक्त अवधि हेतु समस्त दिवसों के लिये दैनिक घोषित क्षमताओं [Daily Declared Capacities (DC's)] का औसत जिसमें से मानदण्डीय सहायक खपत (मेगावॉट में) को घटाकर इसे स्थापित क्षमता के प्रतिशत में व्यक्त किया जाएगा;

(डीडी) "परियोजना (Project)" से अभिप्रेत है एक विद्युत उत्पादक स्टेशन तथा एक जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में सम्मिलित होंगे योजना से संबंधित विद्युत उत्पादक सुविधा संबंधी समस्त घटक, जैसे कि बांध, अंतर्ग्रहण जल–परिचालन प्रणाली (Intake Water Conductor System), विद्युत उत्पादक स्टेशन तथा विद्युत उत्पादक इकाईयां जैसा कि वे विद्युत उत्पादन गतिविधि में अभिभाजित है;

(ईई) "नदी–बहाव आधारित पॉवर स्टेशन (Run-of River Power Station)" से अभिप्रेत है जल विद्युत ऊर्जा उत्पादक स्टेशन जिस पर नदी बहाव की प्रतिकूल दिशा की ओर कोई जलाशय निर्मित नहीं किया गया है;

(एफएफ)"नदी–बहाव पर जलाशय आधारित पॉवर स्टेशन (Run-of River Power Station with Pondage)" से अभिप्रेत है जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन जिस पर पर्याप्त क्षमता का जलाशय निर्मित किया गया है जिसके द्वारा ऊर्जा मांग की दैनिक परिवर्तनीय मांग की पूर्ति की जा सके;

(जीजी) "अनुसूचित उत्पादन (Scheduled Generation-SG)" का किसी समय या किसी अवधि या किसी समय–खण्ड से अभिप्रेत है राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रदत्त एक्स–बस (Ex-bus) से संचालित उत्पादन की अनुसूची मेगावॉट (MW) में अथवा मेगावॉट ऑवर (MWh) में;

(एचएच) "अनुसूचित ऊर्जा (Scheduled Energy)" से अभिप्रेत है राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस के दौरान अनुसूचित की गई जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन से ग्रिड में अन्तःक्षेप की जाने वाली ऊर्जा की मात्रा;

(आईआई)"सचिव (Secretary)" से अभिप्रेत है, आयोग के सचिव (Commission Secretary) ;

(जेजे) "संग्रहण प्रकार का पॉवर स्टेशन (Storage Type Power Station)" से अभिप्रेत है जल विद्युत ऊर्जा उत्पादक स्टेशन जो एक वृहद् जल संग्रहण क्षमता से संबद्ध है तथा परिवर्तनीय विद्युत मांग के अनुरुप ऊर्जा उत्पादन में सक्षम है;

(केके) "विद्युत दर टैरिफ ('Tariff)" से अभिप्रेत है, उत्पादन तथा थोक विद्युत प्रदाय के प्रभारों की अनुसूची के साथ–साथ उसकी निबंधन तथा शर्तें;

(एलएल)"टैरिफ अवधि (Tariff Period)" से अभिप्रेत है वह अवधि जिस हेतु इन विनियमों के अर्न्तगत आयोग द्वारा अवधारित टैरिफ के सिद्धान्त प्रयोज्य हैं;

(एमएम) " काल–खण्ड (Time Block)" से अभिप्रेत है समय 00.00 बजे से आरंभ होने वाला 15–मिनट का एक खण्ड (Block);

(एनएन) "उपयोगी जीवनकाल (Useful Life)" किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन की इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से अभिप्राय निम्नानुसार होगा, अर्थात् :

अ.	कोयला/लिग्नाईट आधारित ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन	25 वर्ष
ब.	गैस/तरल ईंधन आधारित ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन	25 वर्ष
स.	जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन	35 वर्ष

(ओओ) "असूचीबद्ध विनिमय (Unscheduled Interchange -UI)" से अभिप्रेत है असूचीबद्ध विनिमय जैसा कि इन्हें भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (IEGC) में परिभाषित किया गया है;

(पीपी) "इकाई (Unit)" जो संयुक्त–चक्र (combined cycle) ताप ऊर्जा उत्पादक स्टेशन से भिन्न किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन से संबद्ध है, से अभिप्रेत है वाष्प–विद्युत उत्पादन संयंत्र (steam generators), टरबाईन–विद्युत उत्पादन संयंत्र (turbine generators) तथा इनकी सहायक इकाईयां (auxiliaries) अथवा किसी संयुक्त चक्र ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के संदर्भ में अभिप्रेत है टरबाईन–विद्युत उत्पादन संयंत्र तथा इनकी सहायक इकाईयां तथा जो किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन से संबद्ध है, से अभिप्रेत है टरबाईन–विद्युत उत्पादन संयंत्र तथा इसकी सहायक इकाईयां;

(क्यूक्यू) "वर्ष (Unit)" से अभिप्रेत है, वित्तीय वर्ष।

4.2 इस विनियम में प्रयुक्त शब्द तथा अभिव्यक्तियां जो यहां परिभाषित नहीं हैं, वही अर्थ रखेंगी जैसा कि इनके बारे में अधिनियम में दर्शाया गया है।

5. **टैरिफ का अवधारण (Determination of Tariff):**

5.1 किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन के बारे में विद्युत–दर निर्धारण सम्पूर्ण विद्युत उत्पादक स्टेशन या उत्पादक स्टेशन के किसी चरण (Stage) या इकाईयां (Unit) या खण्ड (Block) के लिये किया जा सकेगा।

6. **टैरिफ अवधारण के सिद्धांत (Principles of Tariff Determination):**

6.1 आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ अवधारण की निबन्धन एवं शर्तों को विनिर्दिष्ट करते समय अधिनियम की धारा 61 में निहित सिद्धांतों के मार्गदर्शन का अनुसरण किया गया है।

6.2 ये विनियम उत्पादक कंपनी को सुस्थित वाणिज्यिक सिद्धांतों पर प्रचालन हेतु प्रोत्साहित किये जाने के लिये प्रवृत्त होते हैं। उत्पादन कंपनी द्वारा पूंजी (इक्विटी) से अनुज्ञेय योग्य प्रतिलाभ आयोग द्वारा नियत प्रचालन तथा लागत मानदण्डों के विनिर्दिष्ट स्तरों के अनुसार किये गये निष्पादन पर निर्भर करेगा। परिसम्पत्ति आधार में सम्मिलित किये जाने हेतु केवल युक्तियुक्त पूंजीगत व्यय को ही मान्य किया जाएगा।

6.3 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धांतों का उद्देश्य प्रतिस्पर्धा, वाणिज्यिक सिद्धांतों को अपनाया जाना तथा विद्युत उत्पादक कंपनी हेतु दक्षतापूर्ण कार्यप्रणाली को प्रोत्साहित करना है तथा ये केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के (सीईआरसी) सिद्धांतों पर आधारित हैं। टैरिफ अवधि हेतु प्रचालन तथा लागत मानदण्ड पूर्व अवधि में किये गये निष्पादन, इन्हीं के अनुरुप स्थापित की गई इकाईयों के निष्पादन, ईंधन, उपकरणों की गुणवत्ता, प्रचालन की प्रकृति तथा पिछले कई वर्षों के निष्पादन को दृष्टिगत रखते हुए उपार्जन की योग्यता पर यथोचित विचार करते हुए निर्दिष्ट किये गये हैं। अनुज्ञेय योग्य विद्युत–दरों (टैरिफ) का अवधारण इन मानदण्डों के अनुसार किया जाएगा। उत्पादक कंपनी को इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से बेहतर प्रदर्शन दर्शाये जाने पर बचत को स्वयं के पास पुरस्कार स्वरुप जमा रखने हेतु अनुज्ञेय किया गया है। इससे उत्पादक कंपनी से दक्ष निष्पादन तथा संसाधनों के मितव्ययी उपयोग हेतु प्रोत्साहित होने की अपेक्षा की जाती है। हितग्राही भी उत्पादक कंपनी के दक्ष निष्पादन तथा संशाधनों के मितव्ययी उपयोग द्वारा टैरिफ में कमी एवं उत्पादक स्टेशनों की उपलब्धता तथा संयंत्र भार कारक (Plant Load Factor) में सुधार द्वारा लाभन्वित होंगे।

6.4 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट की गई निबंधन तथा शर्तें केवल पारंपरिक ऊर्जा स्त्रोतों हेतु ही लागू होती है।

7. **टैरिफ आवधारण हेतु आवेदन प्रस्तुति की प्रक्रिया (Procedure for making an application for Determination of Tariff):**

7.1 विद्युत उत्पादक कंपनी विद्युत–दर के अवधारण के बारे में एक आवेदन मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 समय–समय पर यथासंशोधित के अनुसार दाखिल कर सकेगी।

7.2 आयोग को सदैव, उत्पादक कंपनी की किसी स्वविवेक याचिका की प्रस्तुति द्वारा अथवा किसी अभिरुचि रखने वाले या प्रभावित पक्षकार द्वारा दायर याचिका पर, टैरिफ तथा उसकी निबंधन तथा शर्तों के अवधारण का अधिकार होगा तथा आयोग ऐसी अवधारण की प्रक्रिया को, जैसा कि विनिर्दिष्ट किया जाए, पहल की जा सकेगी:

परन्तु ऐसे टैरिफ के साथ संबंधित निबंधन तथा शर्तों की अवधारण संबंधी कार्रवाई को कार्य संचालन विनियमों, समय–समय पर यथासंशोधित, में निर्धारित की गई प्रक्रिया के अनुसार क्रियान्वित किया जाएगा।

7.3 विद्युत उत्पादक कंपनी आयोग को आवेदन के एक भाग के रुप में ऐसे प्रारुपों में जैसा कि वे आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये जाएं, हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में पूर्ण विवरण प्रस्तुत करेगी। उत्पादक कंपनी आवश्यक रुप से इकाईवार तथा स्टेशनवार विवरण जैसा कि वे प्रारुपों में विनिर्दिष्ट किये गये हों, प्रस्तुत करेगी जिससे आयोग को विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण किये जाने में सुविधा हो।

7.4 विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा विद्युत–दर अवधारण के संबंध में एक आवेदन जो अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा अथवा जिसे वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक उपगत (Incurred) किया जाना प्रक्षेपित किया गया होगा तथा अंकेक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित उपगत किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय अथवा जिसे विद्युत उत्पादक स्टेशन की टैरिफ अवधि के दौरान उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया होगा, इन विनियमों के अनुसार दाखिल किया जाएगा ।

विद्युत उत्पादक कंपनी को आवेदन को प्रक्रियाबद्ध (Processing) किये जाने के प्रयोजन से कतिपय अतिरिक्त जानकारी अथवा विवरण अथवा अभिलेख, जो आवेदन पर यथोचित कार्रवाई के प्रयोजन से अनिवार्य समझे जाएं, प्रस्तुत करने होंगे:

परन्तु विद्यमान परियोजना के प्रकरण में, आवेदन स्वीकृत पूंजीगत लागत मय किसी अतिरिक्त पूंजीकरण (Capitalization) के, जिसे दिनांक 31.03.2013 तक स्वीकृत किया

जा चुका हो तथा टैरिफ अवधि वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 हेतु तत्संबंधी वर्षों के अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर आधारित होगा:

परन्तु यह भी कि आवेदन में प्रक्षेपित पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जहां यह लागू हो, के संबंध में अन्तर्निहित पूर्वधारणाओं (Assumptions) के विवरण भी सम्मिलित किये जाएंगे।

7.5 समस्त वांछित जानकारी, विवरण एवं अभिलेख जो अर्हताओं के परिपालनार्थ आवश्यक हों, के सम्पूर्ण आवेदन के साथ प्राप्त होने की दशा में ही आवेदन को प्राप्त किया गया माना जाएगा तथा आयोग अथवा सचिव अथवा इस प्रयोज्य से नामोद्दिष्ट अधिकारी आवेदन को संक्षिप्त रूप में एवं विधि अनुसार आवेदक को सूचित करेंगे कि आवेदन प्रकाशन हेतु तैयार है, जैसा कि विनिर्दिष्ट किया जाए (कृपया देखें मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 समय–समय पर यथासंशोधित } । पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आयोग को प्रस्तुत की गई अपनी याचिका के समस्त विवरण आयोग द्वारा उसे स्वीकार किये जाने की तिथि से तीन कार्यकारी दिवस के अंदर अपनी वैबसाईट पर प्रदर्शित करने होंगे।

7.6 विद्युत उत्पादक कंपनी आयोग को ऐसी समस्त पुस्तकें तथा अभिलेख (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियां) लेखांकन विवरण–पत्र, प्रचालन तथा लागत आंकड़े जैसा कि वे आयोग द्वारा टैरिफ के अवधारण हेतु चाहे जाए, प्रस्तुत करेगी।

7.7 आयोग, यदि उचित समझे, तो वह किसी भी समय किसी व्यक्ति को ऐसी जानकारी जो उत्पादक कंपनी ने आयोग को प्रस्तुत की है, मय ऐसी पुस्तकों तथा अभिलेखों की संक्षेपिका के (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य प्रतिलिपियों के) उपलब्ध करा सकेगा:

परन्तु आयोग कतिपय आदेश जारी कर, यह निर्देशित कर सकेगा कि आयोग द्वारा संधारित की जाने वाली ऐसी जानकारी, अभिलेख व पत्र/सामग्रियां गोपनीय अथवा विशेषाधिकारयुक्त होंगी जो निरीक्षण हेतु अथवा प्रमाणित प्रतिलिपियों के रुप में उपलब्ध न कराई जा सकेंगी तथा आयोग यह भी निर्देशित कर सकेगा कि ऐसे अभिलेख, पत्र अथवा सामग्री को किसी ऐसी रीति द्वारा उपयोग न किया जा सकेगा, सिवाय जैसा कि आयोग द्वारा विशिष्ट रुप में इस बाबत् प्राधिकृत किया जाए।

8. **टैरिफ के अवधारण तथा सत्यापन की विधि (Methodology for Determination of Tariff and True Up):**

8.1 आयोग, विद्युत उत्पादक कंपनी की टैरिफ अवधियों का समय–समय पर निर्धारण करेगा। टैरिफ अवधारण के सिद्धांत टैरिफ अवधि के दौरान ही प्रयोज्य होंगे। इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ अवधारण के मार्गदर्शी सिद्धांत दिनांक 01 अप्रैल, 2013 से 31 मार्च, 2016 की अवधि तक ही वैध रहेंगे।

8.2 इन विनियमों के अन्तर्गत उत्पादक कंपनी से संबंधित विद्युत–दर (टैरिफ) इकाई (यूनिट)--वार अथवा इकाई समूह–वार अवधारित की जाएगी। तथापि, जब कभी किसी नवीन विद्युत उत्पादक इकाई की दिनांक 01.04.2013 के उपरान्त अभिवृद्धि की जाएगी तो आयोग द्वारा ऐसी नवीन इकाई(यों) हेतु पृथक से विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारित की जाएगी। विद्युत उत्पादक कंपनी प्रत्येक उत्पादक स्टेशन हेतु दिनांक 01.04.2013 से पूर्व की इकाईयों हेतु, तथा इसके तत्पश्चात् जोड़ी गई इकाईयों हेतु पृथक से विभाजन दर्शाते हुए, गणनाएं प्रस्तुत करेगी।

8.3 टैरिफ के प्रयोजन हेतु परियोजना की पूंजीगत लागत को प्रक्रम–वार (Stage wise) तथा परियोजना की विशिष्ट इकाई–वार पृथक–पृथक किया जाएगा। जहां परियोजना की पूंजीगत लागत प्रक्रमवार व इकाईवार विवरण का विभाजन उपलब्ध नहीं है तथा निर्माणाधीन परियोजनाओं के प्रकरणों में, संयुक्त सुविधाओं को इकाइयों की क्षमता के आधार पर आनुपातिक रुप से विभाजित किया जाएगा। सिंचाई, बाढ़–नियंत्रण तथा ऊर्जा उत्पादन से संबंधित बहुउद्देशीय जल–विद्युत परियोजनाओं के प्रकरणों में केवल परियोजना के ऊर्जा उत्पादन से संबंधित घटक पर ही टैरिफ अवधारण हेतु विचार किया जाएगा।

व्याख्याः "परियोजना" में एक विद्युत उत्पादक–स्टेशन को सम्मिलित किया गया है।

8.4 एक उत्पादक कंपनी टैरिफ अवधि के आरंभ में एक याचिका दायर करेगी। आयोग द्वारा वर्ष के दौरान किये गये पूंजीगत व्यय तथा वास्तविक रुप से किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आकड़ों का सूक्ष्म परीक्षण तथा उसका सत्यापन करने, जिस हेतु सत्यापन किये जाने संबंधी अनुरोध किया जा रहा है, हेतु समीक्षा की जाएगी। विद्युत उत्पादक कम्पनी, सत्यापन के प्रयोजन हेतु, अवधि दि. 01.04.2013 से दि. 31.03.2016 तक उपगत किये गये पूंजीगत व्यय तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, अंकेक्षकों द्वारा यथाअंकेक्षित तथा प्रमाणित किये गये अनुसार प्रस्तुत करेगी।

8.5 यदि अद्यतन रुप से वसूल किये गये टैरिफ की राशि सत्यापन उपरान्त किये गये अवधारित टैरिफ से अधिक हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा हितग्राहियों को अधिक वसूल की गई राशि को भारतीय स्टेट बैंक की तत्संबंधी वर्ष हेतु दिनांक 01 अप्रैल को लागू आधार दर (Base Rate) के बराबर साधारण ब्याज दर में 3.50 प्रतिशत जोड़कर प्रत्यर्पण (refund) किया जाएगा। इसी प्रकार, ऐसे प्रकरण में जहां वसूल किये गये टैरिफ की राशि सत्यापन उपरान्त अवधारित टैरिफ राशि से कम हो तो विद्युत उत्पादक कंपनी हितग्राहियों से कम वसूल की गई राशि की वसूली तत्संबंधी वर्ष हेतु दिनांक 01 अप्रैल को लागू भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर के बराबर साधारण ब्याज में 3.50 प्रतिशत जोड़कर करेगी। सत्यापन याचिका आयोग द्वारा दायर किये जाने संबंधी विनिर्दिष्ट की गई समय सीमाओं के अनुसरण किये जाने के अध्यधीन होगी। ऐसे प्रकरणों में, जहां यह पाया गया हो कि सत्यापन याचिका का दायर किया जाना, उत्पादक कंपनी द्वारा किये गये विलम्ब के कारण है तो कम की गई वसूली राशि पर ब्याज देय न होगा।

8.6 टैरिफ तथा सत्यापन याचिका हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004, समय–समय पर यथासंशोधित अथवा संबंधित विनियमों की अधिसूचना तिथि से 30 दिवस के भीतर, इनमें से जो भी बाद में घटित हो, विनिर्दिष्ट अनुसार तथा निर्धारित प्ररुपों में प्रतिवर्ष 15 नवम्बर तक प्रस्तुत की जाएगी।

8.7 एक वितरण अनुज्ञप्तिधारी, जिसके पास एक विद्युत उत्पादक स्टेशन का स्वामित्व तथा उसके प्रचालन का दायित्व हो, वह उसके उत्पादन व्यवसाय, अनुज्ञप्ति व्यवसाय तथा अन्य व्यवसायों के पृथक–पृथक लेखे संधारित करेगा तथा उन्हें प्रस्तुत करेगा।

9. **वार्षिक लेखे, प्रतिवेदनों आदि का प्रस्तुतिकरण (Submission of Annual Accounts, Reports, etc):**

9.1 विद्युत उत्पादक कंपनी को लेखों के वार्षिक विवरण–पत्र तथा ऐसी अन्य जानकारी जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए, प्रस्तुत करने होंगे। वार्षिक लेखों की प्रस्तुति के अतिरिक्त, उत्पादक कंपनी को आयोग द्वारा समय–समय पर अधिसूचित विभिन्न विनियमों तथा संहिताओं की संसूचना अर्हताओं तथा अनुज्ञप्ति शर्तों का अनुपालन करना होगा।

9.2 विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा वांछित जानकारी की प्रस्तुति के अभाव में, आयोग कतिपय स्व–विवेक याचिका द्वारा कार्रवाई आरंभ कर सकेगा।

10. **टैरिफ अवधारण में अन्तराल (Periodicity of Tariff Determination):**

10.1 किसी भी वित्तीय वर्ष में टैरिफ अथवा टैरिफ का कोई भी अंश सामान्यतः एक से अधिक बार के अन्तराल में संशोधित नहीं किया जा सकेगा, केवल ऐसी परिस्थितियों को छोड़ कर जहां विनियमों के निबन्धनों में विनिर्दिष्टानुसार किसी परिवर्तन की अनुमति प्रदान की जा चुकी हो। आयोग, स्वयं द्वारा संतुष्ट होने पर ही, जिस हेतु उसके द्वारा कारण लिखित में अभिलिखत किये जाएंगे, विद्युत दर (टैरिफ) में अन्य पुनरीक्षण अनुज्ञेय कर सकेगा।

10.2 इन विनियमों के अन्य प्रावधानों के अधीन, किसी वर्ष हेतु स्वीकृत किये गये व्ययों की प्रतिपूर्ति, किसी अनुवर्ती अवधि हेतु स्वीकृत अवधारित टैरिफ में समायोजन के अध्यधीन होगी, यदि आयोग सन्तुष्ट हो कि किसी राशि आधिक्य अथवा कमी जो उसके वास्तविक अथवा किये गये व्ययों से संबंधित है, का समायोजन अपरिहार्य है एवं वह किन्हीं विशिष्ट कारणों से विद्युत उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण में न होने के कारणवश है।

11. **सुनवाई (Hearings):**

11.1 टैरिफ आवेदन पर सुनवाई संबंधी प्रक्रिया मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004, समय–समय पर यथासंशोधित, में विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी।

12. आयोग के आदेश (Orders of the Commission):

12.1 किसी याचिका के दायर किये जाने पर, आयोग विद्युत उत्पादक कंपनी से किसी अतिरिक्त जानकारी, विवरण, दस्तावेज, सार्वजनिक अभिलेख आदि, जैसा कि आयोग उचित समझे, की मांग कर सकेगा ताकि आयोग याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत गणनाओं, अनुमानों एवं अभिकथनों का मूल्यांकन कर सके।

12.2 जानकारी प्राप्त होने पर अथवा अन्यथा, आयोग मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 समय–समय पर यथासंशोधित, के उपबन्धों के अनुरुप समुचित आदेश जारी कर सकेगा।

13. अनुमोदित विद्युत–दर (टैरिफ) से अधिक प्रभारित करना (Charging of Tariff other than Approved):

13.1 किसी उत्पादक कंपनी जिसे हितग्राही से आयोग द्वारा अनुमोदित से भिन्न टैरिफ प्रभारित करते हुये पाया जाएगा, के संबंध में यह माना जाएगा कि उसके द्वारा आयोग के आदेशों का परिपालन नहीं किया गया है, उसे अधिनियम की धारा 142 के अन्तर्गत तथा अधिनियम के अन्य उपबंधों के अन्तर्गत उत्पादक कंपनी द्वारा देय अन्य किसी दायित्व बिना किसी पक्षपात के दण्डित किये जाने की पात्रता होगी। ऐसे प्रकरण में जहां वसूल की गई राशि, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई राशि से अधिक हो तो इस प्रकार अधिक वसूल की गई राशि को हितग्राहियों को, जिनके द्वारा अधिक राशि का भुगतान किया गया है, मय उक्त अवधि के साधारण ब्याज के साथ जिसकी दर तत्संबंधी वर्ष की 1 अप्रैल की स्थिति में भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में 3.50 प्रतिशत जोड़कर होगी, मय आयोग द्वारा अधिरोपित शास्ति (Penalty) के प्रत्यर्पण (refund) की जाएगी।

14. उत्पादक कंपनी की वार्षिक समीक्षा (Annual Review of Generation Company):

14.1 विद्युत उत्पादक कंपनी नियतकालिक विवरणिका पत्र (रिटर्न) जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए जिनमें प्रचालन तथा लागत आंकड़े दर्शाये गये हों, आयोग को उसके आदेश के परिपालन को सुनिश्चित बनाये जाने संबंधी अनुश्रवण (मानिटरिंग) हेतु प्रस्तुत करेगी।

14.2 विद्युत उत्पादक कम्पनी आयोग को उसके निष्पादन के वार्षिक विवरण–पत्र तथा लेखा मय अंकेक्षित लेखे के अन्तिम प्रतिवेदन के साथ प्रस्तुत करेगी।

अध्याय – दो
टैरिफ अवधारण के सिद्धांत तथा पद्धति (Principles and Methodology for Determination of Tariff)

15. **टैरिफ अवधारण संबंधी याचिका (Petition for Determination of Tariff):**

15.1 विद्युत उत्पादक कंपनी, किसी हितग्राही जो इन विनियमों के उपबन्धों का परिपालन करता हो, को विद्युत प्रदाय हेतु, मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति) विनियम, 2004 समय–समय पर यथासंशोधित में दिये गये उपबन्धों के परिपालन में टैरिफ अवधारण हेतु एक याचिका दायर करेगी।

15.2 विद्युत उत्पादक कंपनी, इन विनियमों के अन्तर्गत आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट सिद्धांतों पर आधारित टैरिफ अवधारण की याचिका प्रस्तुत करेगी। इन सिद्धांतों का क्रियान्वयन दिनांक 01 अप्रैल, 2013 से प्रारंभ होकर 31 मार्च, 2016 तक प्रयोज्य होगा:

> परन्तु किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में, आवेदन स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित होगा जिसमें दिनांक 31.03.2013 तक स्वीकृत पूंजीगत लागत तथा टैरिफ अवधि 2013–16 के तत्संबंधी वर्षों हेतु प्राक्कलित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय शामिल किया जाएगा।

15.3 विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरणों में, विद्युत उत्पादक कंपनी अनन्तिम रुप से हितग्राहियों को, दिनांक 01.04.2013 को प्रारंभ होने वाली अवधि हेतु, जैसा कि वह दिनांक 31.03.2013 को प्रयोज्य है, देयक प्रस्तुत किया जाना जारी रखेगी, जब तक आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार विद्युत–दर को अनुमोदित न कर दिया जाए:

> परन्तु जहां अनन्तिम रुप से बिल की गई विद्युत–दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत अनुमोदित अन्तिम विद्युत दर से अधिक हो अथवा कम हो उत्पादक कंपनी हितग्राहियों को/से इस राशि का प्रत्यर्पण अथवा वसूली भारतीय स्टेट बैंक की उक्त वर्ष हेतु प्रथम अप्रैल को लागू आधार दर में 3.50 प्रतिशत जोड़कर इन विनियमों के अन्तर्गत अंतिम विद्युत–दर (टैरिफ) की अवधारण तिथि से छः माह के भीतर करेगी।

15.4 जहां किसी विद्यमान या फिर नवीन परियोजना के बारे में विद्युत–दर (टैरिफ) अवधारण संबंधी आवेदन आयोग के समक्ष इस विनियम की कण्डिका 15.1 तथा 15.2 के अनुसार प्रस्तुत किया गया हो, आयोग परियोजना की वार्षिक स्थाई लागत के 95 प्रतिशत के अन्तर्गत युक्तियुक्त जांच (Prudent Check) उपरान्त अनंतिम विद्युत–दर को अपने विवेकानुसार विचार कर स्वीकार

कर सकेगा जो इस विनियम की कण्डिका 15.3 के उपबन्ध के अनुसार, अन्तिम विद्युत–दर आदेश जारी होने के उपरान्त समायोजन के अधीन होगी:

परन्तु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की वसूली, यथास्थिति, विद्यमान अथवा नवीन परियोजना के सबंध में जिस हेतु अनन्तिम विद्युत–दर स्वीकृत की गई हो, इन विनियमों के सुसंबद्ध उपबन्धों के अनुसार की जाएगी।

16. केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के सिद्धांत :

16.1 आयोग ने इन विनियमों की संरचना में केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (सी.ई.आर.सी) द्वारा उनकी उसकी अधिसूचना दिनांक 19.1.2009 द्वारा जारी टैरिफ विनियम संबंधी निबंधन एवं शर्तें, वर्ष 2009 में विनिर्दिष्ट सिद्धांतों तथा पद्धतियों संबंधी आदेश, जो दिनांक 1 अप्रैल, 2009, से प्रभावशील है, से मार्गदर्शन प्राप्त किया है ।

17. पूंजीगत लागत :

17.1 किसी परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न सम्मिलित होंगे:

(अ) कार्य के मूल प्रावधान के अनुसार किया गया व्यय अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया है, जिनमें निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज तथा वित्त प्रभार, निर्माणाधीन अवधि में ऋण पर विदेश विनिमय परिवर्तन में जोखिम के कारण कोई लाभ अथवा हानि से जो परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक जैसा कि आयोग द्वारा स्वीकार किया गया है, निम्नानुसार होगा–(i) लगाई गई 70 प्रतिशत निधि के बराबर, ऐसे प्रकरणों में जहां वास्तविक पूंजी लगाई गई निधि से 30 प्रतिशत अधिक हो, आधिक्य पूंजी को मानदण्डीय ऋण माना जाएगा अथवा (ii) लगाई गई निधि के 30 प्रतिशत से कम लगाई गई निधि के प्रकरण में, ऋण की वास्तविक राशि के बराबर जैसा कि आयोग द्वारा युक्तियुक्त जांच–पड़ताल के उपरान्त स्वीकार किया गया हो, टैरिफ अवधारण का आधार बनेगा।

(ब) प्रारंभिक कलपुर्जो की पूंजीकृत राशि निम्न उच्चस्थ मानदण्डों के अधीन होगी:

(i) कोयला आधारित लिग्नाईट प्रज्जवलित ताप विद्युत उत्पादक स्टेशनों के प्रकरण में–मूल परियोजना लागत का 2.5 प्रतिशत।

(iii) जल–विद्युत उत्पादक स्टेशनों में – मूल परियोजना लागत का 1.5 प्रतिशत।

परन्तु जहां विनियम 17.2 के प्रथम उपबंध के अंतर्गत प्रारंभिक कलपुर्जो हेतु, मानदण्डीय लक्ष्यों का प्रकाशन पूंजीगत लागत हेतु मानदण्डीय लक्ष्यों के एक भाग के

रुप में किया गया हो, ऐसे मानदण्ड उनमें विनिर्दिष्ट किये गये मानदण्डों के अपवर्जन (Exclusion) हेतु लागू होंगे।

(स) विनियम 20 के अन्तर्गत अवधारित किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय।

17.2 युक्तियुक्त जांच–पड़ताल के अध्यधीन, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई पूंजीगत लागत टैरिफ के अवधारण का आधार बनेगी:

परन्तु आयोग द्वारा पूंजीगत लागत की युक्तियुक्त जांच केन्द्रीय आयोग द्वारा समय–समय पर विनिर्दिष्ट किये गये मार्गदर्शी मानदण्डों के आधार पर की जा सकेगी;

परन्तु यह भी कि जहां केन्द्रीय आयोग द्वारा मार्गदर्शी मानदण्डों का अनुप्रयोग नहीं किया जाता हो, युक्तियुक्त जांच–पड़ताल में पूंजीगत व्यय, वित्त प्रबंधन योजना, निर्माणाधीन अवधि के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी का प्रयोग, आधिक्य लागत तथा आधिक्य समय सम्मिलित किये जाएंगे, जैसा कि ये आयोग द्वारा टैरिफ के अवधारण हेतु समुचित समझे जाएं:

परन्तु यह भी कि आयोग द्वारा किसी स्वतंत्र संस्था अथवा विशेषज्ञ द्वारा जल–विद्युत परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के सूक्ष्म परीक्षण हेतु दिशा–निर्देश जारी किये गये है तथा ऐसी संस्था अथवा विशेषज्ञ द्वारा किये गये पूंजीगत लागत के सूक्ष्म परीक्षण के निष्कर्षों पर आयोग द्वारा जल–विद्युत परियोजनाओं का टैरिफ अवधारण करते समय विचार किया जाएगा:

परन्तु यह भी कि ऐसे प्रकरण में जहां किसी राज्य सरकार द्वारा बोली की द्वि–स्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसरण द्वारा किसी जल–विद्युत ऊर्जा उत्पादक स्टेशन का कार्य किसी विकासक संस्था को (जो शासन द्वारा नियंत्रित अथवा शासन के स्वामित्व वाली कंपनी न होगी) को आवंटित किया जाता है, वहां परियोजना के विकासक द्वारा परियोजना कार्य आवंटन हेतु किया गया कोई व्यय अथवा जिसे व्यय किये जाने हेतु वचनबद्ध किया गया है, को पूंजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा:

परन्तु यह भी कि ऐसे जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में, पूंजीगत लागत में निम्न लागतें भी शामिल की जाएंगी:

(अ) राष्ट्रीय पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन नीति (National R & R Policy) तथा पुनर्वास तथा पुनर्व्यवस्थापन समुच्चय (Package) के अनुरूप परियोजना की अनुमोदित पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन योजना लागत; तथा

(ब) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (RGGVY) परियोजना हेतु परियोजना विकासक का 10 प्रतिशत अंशदान:

परन्तु यह भी कि जहां विद्युत उत्पादक कंपनी तथा हितग्राहियों के मध्य किया गया विद्युत क्रय अनुबंध अथवा कार्यान्वयन अनुबंध वास्तविक व्यय हेतु उच्चस्थ सीमा का प्रावधान करता हो, वहां टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञेय किये गये पूंजीगत व्यय पर ऐसी उच्चस्थ सीमा पर विचार किया जाएगा:

परन्तु यह भी कि विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में आयोग द्वारा दिनांक 01.04.2013 से पूर्व स्वीकार की गई पूंजीगत लागत जिसे दिनांक 01.04.2013 की स्थिति में अ–निष्पादित दायित्वों (Undischarged Liabilities) को छोड़कर, यदि कोई हो, सत्यापित किया जाएगा तथा टैरिफ अवधि 2013–16 के तत्संबंधी वर्ष हेतु प्रक्षेपित किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया जाएगा; पूंजीगत लागत के अवधारण का आधार बनेगा।

18. नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (Renovation & Modernization)

18.1 विद्युत उत्पादक कम्पनी, उत्पादक स्टेशन अथवा उसके किसी भाग के उपयोगी जीवनकाल के विस्तार के प्रयोजन हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण पर होने वाले व्यय की आपूर्ति के प्रयोजन से, आयोग के समक्ष एक आवेदन प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ, एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी जिसमें उसका सम्पूर्ण उद्देश्य, औचित्य, लागत–लाभ विश्लेषण किसी संदर्भ तिथि से जीवनकाल की अनुमानित वृद्धि, वित्तीय समुच्चय (Financial Package), व्यय का प्रक्रम, कार्य पूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, संदर्भ मूल्य स्तर, कार्य पूर्ण करने संबंधी अनुमानित लागत मय विदेशी विनिमय घटक के, यदि कोई हो, हितग्राहियों का सहमति–पत्र तथा अन्य कोई जानकारी जिसे उत्पादक कम्पनी द्वारा प्रासंगिक माना जाए, संलग्न करेगी।

18.2 जहां विद्युत उत्पादक कम्पनी नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण के अनुमोदन हेतु कोई प्रस्ताव प्रस्तुत करती है, ऐसे प्रकरण में प्रस्ताव का अनुमोदन लागत–प्राक्कलनों के युक्तियुक्त होने, वित्तीय प्रबंधन योजना, कार्यपूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम, निर्माण कार्य के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के प्रयोग, लागत–लाभ विश्लेषण, तथा ऐसे अन्य कारक जो आयोग द्वारा प्रासंगिक समझे जाएंगे, पर यथोचित विचारोपरान्त किया जाएगा।

18.3 टैरिफ के अवधारण का आधार, वास्तविक रूप से किया गया कोई व्यय अथवा किये जाने वाला कोई प्रक्षेपित (Projected) व्यय, आयोग द्वारा, नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी व्यय तथा जीवन–काल के विस्तार संबंधी प्राक्कलनों की युक्तियुक्त जांच–पड़ताल पश्चात् तथा

प्रतिस्थापित की गई परिसम्पत्तियों की मूल राशि के अपलेखन पश्चात तथा मूल परियोजना लागत से संचित अवमूल्यन को घटाकर स्वीकार किया गया हो, होगा।

18.4 विद्युत उत्पादक कम्पनी किसी ताप–ऊर्जा उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में किसी इकाई हेतु या इकाईयों के समूह हेतु उसकी स्वेच्छानुसार व्ययों की आवश्यकता की आपूर्ति हेतु क्षतिपूर्ति के रुप में, जिनमें उत्पादक स्टेशन अथवा उसकी इकाई के उसके उपयोगी जीवनकाल के उपरान्त उसके नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु प्रावधान भी शामिल है, विशेष छूट की सुविधा प्राप्त कर सकेगा तथा ऐसी परिस्थिति में, पूंजीगत लागत के पुनरीक्षण को शामिल नहीं किया जाएगा तथा प्रयोज्य प्रचालन मानदण्डों को शिथिल नहीं किया जाएगा परन्तु वार्षिक स्थाई लागत में विशेष रियायत दी जाएगी:

परन्तु यह कि एक बार प्रयोग किये गये विकल्प को अंतिम माना जाएगा तथा उसमें किसी परिवर्तन को अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

परन्तु यह भी कि इस प्रकार का विकल्प किसी उत्पादक स्टेशन हेतु उपलब्ध न होगा जिस के लिये नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी कार्य हाथ में लिया गया हो तथा आयोग द्वारा व्यय का अनुमोदन इन विनियमों को लागू किये जाने से पूर्व किया गया है, अथवा किसी उत्पादक स्टेशन अथवा इकाई हेतु जो अपेक्षाकृत कम क्षमता पर अथवा शिथिल प्रचालन तथा अनुपालन मानदण्डों के अनुसार कार्य कर रहा हो। ऐसी उत्पादक इकाई के मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normative Annual Plant Availability Factor - NAPAF) में समुचित कमी जिसके नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी प्रस्ताव को आयोग द्वारा विनियम 18.1 के अनुसार अनुमोदित किया जा चुका हो परन्तु आयोग द्वारा उक्त वर्ष हेतु विचार किया जाएगा जिसके अंतर्गत इकाई का नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण कार्य हाथ में लिया गया है। तथापि, ऐसी उत्पादक इकाई बाबत् प्रचालन मानदण्डों की समीक्षा नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण कार्यों के उद्देश्यों को दृष्टिगत रखते हुए आयोग द्वारा की जाएगी। विद्युत उत्पादक कंपनी अपने विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन की प्रस्तुति में नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण मानदण्डों में अपेक्षित सुधारों की प्रस्तुति करेगी तथा विशिष्ट उत्पादक इकाई हेतु प्रचालन मानदण्डों में अपेक्षित सुधार नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण कार्यों की समाप्ति के उपरान्त ही लागू होंगे।

18.5 एक विद्युत उत्पादक कम्पनी जो इस विनियम की कण्डिका 18.4 के अन्तर्गत किसी अन्य विकल्प हेतु इच्छा की अभिव्यक्ति करती है, उसे किसी उत्पादक स्टेशन की तत्संबंधी इकाईयों की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से संबंधित उपयोगी जीवनकाल की इकाईवार समाप्ति की

तत्संबंधी तिथि के वर्ष 2013–14 के दौरान ₹ 7.25 लाख/मेगावाट/वर्ष की दर से विशेष छूट प्रदान की जाएगी तथा तत्पश्चात टैरिफ अवधि 2013–16 के दौरान आगामी वित्तीय वर्ष से तथा उत्पादन स्टेशन की तत्संबंधी तिथि से प्रतिवर्ष 7.93 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी: परन्तु उक्त इकाई के संबंध में, जो दि. 01.04.2013 की स्थिति में 25 वर्ष से अधिक की वाणिज्यिक प्रचालन अवधि पूर्ण कर चुकी हो, उसे यह छूट वर्ष 2013–14 से प्रदान की जाएगी:

19. **अस्थाई विद्युत का विक्रय (Sale of Infirm Power)**

19.1 अस्थाई विद्युत (Infirm Power) को असूचीबद्ध विनिमय (Unscheduled Interchange) के अन्तर्गत लेखांकित किया जाएगा तथा इसका भुगतान क्षेत्रीय/राज्य असूचीबद्ध विनिमय संकोष लेखा (Unscheduled Interchange Pool Account) से प्रयोज्य आवृत्ति से संबद्ध असूचीबद्ध विनिमय दर (Frequency Linked UI Rate) पर किया जाएगा;

परन्तु उत्पादक कम्पनी द्वारा अस्थाई विद्युत के विक्रय से अर्जित राजस्व को ईंधन व्ययों के समायोजन उपरान्त पूंजीगत लागत में कमी लाये जाने में प्रयुक्त किया जाएगा।

20. **अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization)**

20.1 कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत, निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के उपरान्त पृथक्कृत तिथि (Cut Off Date) तक किया गया पूंजीगत व्यय, अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया है, को आयोग अपने विवेकानुसार द्वारा युक्तियुक्त जांच–पड़ताल के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकेगा:

(ए) अनिष्पादित दायित्व (Undischarged Liabilities),

(बी) वे कार्य जिन्हें निष्पादन हेतु स्थगित रखा गया हो,

(सी) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्व;

(डी) कानून में किसी परिवर्तन के कारण; तथा

(ई) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत 17.1(ब) के उपबन्धों के अध्यधीन प्रारंभिक कलपुर्जो की अध्याप्ति (प्रोक्यूरमेंट) हेतु:

परन्तु कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत सम्मिलित किये गये कार्यों के विवरण, व्यय के प्राक्कलन अनिष्पादित दायित्व तथा निष्पादन हेतु स्थगित रखे गये कार्यों की सूची टैरिफ आवेदन के साथ प्रस्तुत करने होंगे।

20.2 पृथक्कृत तिथि (Cut Off Date) के उपरान्त किया गया निम्न प्रकार का पूंजीगत व्यय आयोग द्वारा युक्तियुक्त जांच–पड़ताल के अध्यधीन, आयोग के स्वविवेक अनुसार अनुज्ञेय किया जा सकेगा:

(ए) माध्यस्थम प्रकरण में पारित अधिनिर्णय के परिपालन में अथवा किसी आदेश के परिपालन में अथवा न्यायालय द्वारा आदेशित डिक्री के परिपालन में दायित्वों के निर्वहन;

(बी) कानून में परिवर्तन; तथा

(सी) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत राखड़ तालाब (Ash Pond) अथवा राखड़ हस्तालन प्रणाली (Ash Handling System) से संबंधित विलंबित कार्य:

(डी) जल विद्युत स्टेशनों के प्रकरण में, ऐसा कोई व्यय जो प्राकृतिक आपदाओं से होने वाली क्षति के कारण अत्यावश्यक हो गया हो (जो विद्युत उत्पादन कंपनी की असावधानी के कारण पॉवर हाऊस में जल–भराव के कारण न हो) जिसमें भू–वैज्ञानिक कारण भी सम्मिलित होंगे, तथा किसी बीमा योजना से प्राप्त होने वाली कोई राशि तथा किसी अतिरिक्त कार्य के कारण किया गया कोई व्यय जो सफल तथा दक्ष संयंत्र प्रचालन हेतु अत्यावश्यक हो, समायोजित किया जाएगा:

परन्तु उपरोक्त उप–कण्डिका (डी) के संबंध में, लघु मदों अथवा परिसंपत्तियां जैसे कि औजार तथा उपकरण, फर्नीचर, वातानुकूलन संयंत्र, वोल्टेज संतुलन उपकरण (Stabilizers) रेफ्रीजरेटर, कूलर, पंखे, धुलाई मशीनें (Washing Machines) ऊष्मा परिवहन संयंत्र (Heat Convectors) तथा दरियां, मेट्रेस आदि जो पृथक्कृत तिथि के उपरान्त उपलब्ध कराई गई हो, के अर्जन हेतु किये गये व्यय पर अतिरिक्त पूंजीकरण हेतु इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ के अवधारण के संबंध में विचार नहीं किया जाएगा।

(ई) कोई भी पूंजीगत व्यय जिसे युक्तियुक्त परीक्षण के बाद न्यायोचित पाया गया हो व जो ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के संबंध में, पूर्ण कोयला संयोजन (Full Coal Linkage) के क्रियान्वयन न होने के कारण, ईंधन प्राप्ति प्रणाली (Fuel Receipt System) में वांछित या किये सुधारों के कारण आवश्यक हो, तथा ऐसी परिस्थितियों से उद्भूत हो जो विद्युत उत्पादक स्टेशन के नियंत्रण से परे है।

(एफ) कोई भी ऐसा व्यय, जिसे आयोग द्वारा ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन के संचालन में अपरिहार्य माना जाए परन्तु ऐसे प्रकरण में कण्डिका 36.2 के अन्तर्गत क्षतिपूर्ति रियायत (Compensation) की पात्रता नहीं होगी।

(जी) अन्तिम भुगतान/रोके गये भुगतान के संबंध में कोई भी अल्पभारित दायित्व (Undercharged Liability) जो पृथक्कृत तिथि के भीतर संविदाकृत अपेक्षाओं के कारण निष्पादित कार्यों से उद्भूत हो, युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त इस प्रकार के स्थगित दायित्व, समुच्चय (Package) की कुल अनुमानित लागत ऐसे रोके गये भुगतान के संबंध में कारण दर्शाते हुए तथा ऐसे स्वत्वों के भुगतान जारी करने के बारे में विवरण, आदि।

21. ऋण–पूंजी अनुपात (Debt-Equity Ratio):

21.1 विद्युत उत्पादक कंपनी के प्रकरण में जहां इसे दिनांक 01.04.2013 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो, आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2013 को समाप्त होने वाली अवधि के अन्तर्गत टैरिफ के अवधारण हेतु अनुज्ञेय किया गया ऋण–पूंजी (इक्विटी) अनुपात मान्य किया जाएगा। दिनांक 01.04.2013 को या उसके बाद, टैरिफ के प्रयोजन से, क्रियाशील किये गये नवीन विद्युत उत्पादन स्टेशन के अथवा उनकी क्षमता वृद्धि के प्रकरणों में उनकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि को ऋण–पूंजी का अनुपात 70:30 होगा। इस कण्डिका के अनुसार गणना की गई ऋण–पूंजी राशि का उपयोग ऋण पर ब्याज, पूंजी पर प्रतिलाभ तथा विदेश विनिमय दर परिवर्तन की गणना में किया जाएगा।

21.2 जहां वास्तविक रूप से लगाई गई पूंजी 30% से अधिक प्रयुक्त की गई हो, वहां टैरिफ अवधारण के प्रयोजन हेतु पूंजी (इक्विटी) की राशि को 30% तक सीमित रखा जाएगा तथा शेष राशि को ऋण के रुप में मान्य किया जाएगा। पूंजी से 30% आधिक्य राशि, जिसे ऋण समझा गया हो, हेतु प्रयोज्य ब्याज दर विनियम 23 में विनिर्दिष्ट की गई है। जहां लगाई गई वास्तविक पूंजी 30% से कम हो, वहां वास्तविक पूंजी पर ही विचार किया जाएगा।

22. पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on Equity):

22.1 पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना चुकाई गई पूंजी पर रुपयों के रुप में विनियम 21 के अन्तर्गत अवधारित किये गये अनुसार की जाएगी।

22.2 पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना पूर्व–टैक्स आधार पर 15.5 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी, जिसे इस विनियम की कण्डिका 22.3 के अनुसार सकलबद्ध (Gross-up) किया जाएगा:

परन्तु ऐसी परियोजनाओं के प्रकरणों में जिन्हें दिनांक 01 अप्रैल, 2013 को अथवा उसके उपरान्त क्रियाशील (Commissioned) किया जाता है, वहां उन पर 0.5 प्रतिशत का अतिरिक्त प्रतिलाभ अनुज्ञेय किया जाएगा यदि ये परियोजनाएं **परिशिष्ट–1** में दर्शाई गई समय–सीमा के अन्तर्गत पूर्ण कर ली जाती हैं:

परन्तु यह भी कि 0.5 प्रतिशत का यह अतिरिक्त प्रतिलाभ अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा यदि परियोजना उपरोक्त दर्शाई गई समय–सीमा के अन्तर्गत पूर्ण नहीं की जाती, भले ही इसके कोई भी कारण क्यों न हों।

22.3 वर्ष 2012–13 हेतु पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना विद्युत उत्पादक कंपनी को प्रयोज्य सामान्य कर दर की आधार दर को सकलीकृत करते हुए की जाएगी:

परन्तु विद्युत उत्पादक कंपनी को प्रयोज्य वास्तविक कर दर के संबंध में पूंजी पर प्रतिलाभ जो टैरिफ अवधि के दौरान तत्संबंधी वर्ष के सुसंगत वित्त अधिनियमों के उपबन्धों से संरेखित हो, का सत्यापन प्रत्येक वर्ष हेतु आगामी टैरिफ अवधि की टैरिफ याचिका के साथ पृथक से किया जाएगा।

22.4 पूंजी पर प्रतिलाभ की दर की गणना को तीन दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांक किया जाएगा तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी:

पूंजी पर पूर्व–कर प्रतिलाभ की दर = $\frac{\text{आधार दर}}{(1-t)}$

(Rate of Pre-Tax Return on Equity)

जहां पर 't' इस विनियम की कण्डिका 22.3 के अनुसार प्रयोज्य कर–दर है।

उदाहरण **(Illustration)** :

(i) विद्युत उत्पादक कंपनी के प्रकरण में, जो न्यूनतम वैकल्पिक कर (Minimum Alternate Tax-MAT) का भुगतान 20.01 प्रतिशत की दर से अधिभार तथा उपकर (Surcharge & Cess) को सम्मिलित करते हुये कर रहा हो:

पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $\frac{15.50}{(1-0.2001)}$ = **19.377 प्रतिशत**

(ii) ऐसे विद्युत उत्पादक कंपनी के प्रकरण में, जो सामान्य निकाय कर का भुगतान माने गये 33.99 प्रतिशत की दर से अधिभार तथा उपकर (Surcharge & Cess) को सम्मिलित कर रहा हो :

पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $\frac{15.50}{(1-0.3399)}$ = **23.481 प्रतिशत**

23. ऋण पूंजी पर ब्याज एवं वित्त प्रभार (Interest & Finance Charges on Loan Capital):

23.1 विनियम 21 में दर्शाई गई विधि अनुसार गणना किये गये ऋण, ऋण पर ब्याज की सकल मानदण्डीय ऋण की गणना किये गये जाने जाएंगे।

23.2 दिनांक 01.04.2013 की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋणों की गणना आयोग द्वारा दि. 31.03. 2013 तक सकल मानदण्डीय ऋण में से संचिति (Cumulative) अदायगी को घटाकर की जायेगी।

23.3 टैरिफ अवधि 2013–16 के प्रत्येक वर्ष हेतु अदायगी को उक्त वर्ष हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के बराबर माना जाएगा।

23.4 विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा भले ही कोई भी विलम्बकाल अवधि (Moratorium Period) का लाभ लिया गया हो, ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही माना जाएगा तथा यह वार्षिक अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

23.5 ब्याज की दर, ब्याज की भारित औसत दर के बराबर होगी, जिसकी गणना, परियोजना हेतु प्रयोज्य प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में वास्तविक ऋण की श्रेणी (Portfolio) के आधार पर की जाएगी:

परन्तु यदि किसी विशिष्ट वर्ष में कोई वास्तविक ऋण लंबित न हो परन्तु मानदण्डीय ऋण अभी भी बकाया हो तो ऐसी दशा में अन्तिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी:

परन्तु यदि उत्पादक स्टेशन के विरुद्ध वास्तविक ऋण लंबित न हो तो ऐसी दशा में विद्युत उत्पादक कंपनी की समग्र रुप से भारित औसत ब्याज दर मानी जाएगी।

23.6 ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानकीकृत औसत पर भारित औसत ब्याज दर की प्रयुक्ति द्वारा की जाएगी।

23.7 विद्युत उत्पादक कंपनी ऋण की पुनर्वित्त व्यवस्था हेतु समस्त प्रयास करेगी जब तक यह ब्याज पर सकल लाभ में परिणत हो तथा ऐसी दशा में ऐसी पुनर्वित्त व्यवस्था हेतु संबद्ध लागतों को हितग्राहियों द्वारा वहन किया जाएगा तथा इस प्रकार की सकल बचत को हितग्राहियों द्वारा वहन किया जाएगा इस प्रकार की गई सकल बचत को हितग्राहियों तथा विद्युत उत्पादक कंपनी के मध्य 2:1 के अनुपात में वितरित किया जाएगा।

23.8 ऋणों की निबंधन तथा शर्तों में किये गये परिवर्तनों को इस प्रकार की गई पुनर्वित्त व्यवस्था की तिथि से दर्शाया जाएगा।

23.9 किसी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार मप्रविनिआ (कार्य संचालन) विनियम, 2004, समय–समय पर यथासंशोधित के अनुसार आवेदन प्रस्तुत कर सकेगा:

परन्तु हितग्राहियों द्वारा विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा दावा किये गये ब्याज के कारण किसी प्रकार के भुगतान को ऋण की पुनर्वित्त व्यवस्था से उदभूत किसी विवाद के प्रतितोषण की प्रत्याशा में रोका न जाएगा।

24. **अवमूल्यन या अवक्षयण (Depreciation):**

24.1 टैरिफ के प्रयोजन हेतु, अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना निम्न विधि द्वारा की जाएगी:

(ए) अवमूल्यन के प्रयोजन हेतु आधार मूल्य परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत होगी जैसा कि आयोग द्वारा इसे अनुज्ञेय किया जाए।

(बी) अनुमोदित/स्वीकृत लागत में विदेशी मुद्रा की निधि की प्राप्ति (फंडिंग) सम्मिलित होगी जिसे वास्तविक तिथि को प्राप्त की गई विदेशी मुद्रा पर प्रचलित विनिमय दर पर समतुल्य रुपयों में परिवर्तित किया जाएगी।

(सी) परिसम्पत्ति का उपादेय मूल्य (Salvage Value) 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा अवमूल्यन को परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुज्ञेय किया जाएगा:

परन्तु किसी जल विद्युत उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में, उपादेय मूल्य, विकासकों द्वारा राज्य शासन के साथ कार्यस्थल के चयन हेतु किये गये लिखित समझौते में किये गये प्रावधान अनुसार होगा:

परन्तु यह भी कि जल विद्युत उत्पादक स्टेशन की परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत अवमूल्यन की गणना के प्रयोजन से विनियमित टैरिफ अनुसार दीर्घ–अवधि विद्युत क्रय समझौते के अंतर्गत विद्युत विक्रय के प्रतिशत से तत्संबंधी होगी।

(डी) पट्टे पर ली गई भूमि के अतिरिक्त किसी भी भूमि को तथा जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में भूमि को अवमूल्यन योग्य परिसम्पत्ति नहीं माना जाएगा तथा परिसम्पत्ति के अवमूल्यन–योग्य मूल्य की गणना करते समय इसकी लागत पर पूंजीगत लागत की गणना करते समय विचार नहीं किया जाएगा।

(ई) अवमूल्यन की गणना प्रतिवर्ष 'सरल रेखा विधि (Straight Line Method)' के आधार पर की जाएंगी तथा विद्युत उत्पादक स्टेशन की परिसम्पत्तियों हेतु **परिशिष्ट–2** में विनिर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी:

परन्तु वर्ष की 31 मार्च की स्थिति में, अवशेष अवमूल्यन–योग्य मूल्य को वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के 12 वर्षों की अवधि के उपरान्त परिसम्पत्तियों के अवशेष उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत प्रसारित कर दिया जाएगा।

(एफ) विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरणों में दिनांक 01.04.2013 की स्थिति में अवशेष अवमूल्यन मूल्य की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2013 तक स्वीकार की गई परिसम्पत्तियों के सकल अवमूल्यन योग्य मूल्य में अवमूल्यन के विरुद्ध अग्रिम राशि को सम्मिलित कर, में से संचयी अवमूल्यन को घटाकर की जाएगी। अवमूल्यन दर को **परिशिष्ट–2** में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभारित

किया जाना जारी रखा जाएगा जब तक संचयी अवमूल्यन 70 प्रतिशत तक पहुंच नहीं जाता। तत्पश्चात् अवशेष अवमूल्यन योग्य मूल्य को परिसम्पत्ति के अवशेष जीवनकाल के अन्तर्गत प्रसारित कर दिया जाएगा ताकि अधिकतम अवमूल्यन की 90 प्रतिशत से अधिक बढ़ोत्तरी न हो।

(जी) अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभारणीय होगा। यदि परिसम्पत्ति का वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के किसी अंश हेतु अवमूल्यन को *आनुपातिक दर (Pro-rata)* पर प्रभारित किया जाएगा।

25. पट्टा/भाड़ा क्रय प्रभार (Lease/Hire Purchase Charges):

25.1 विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा पट्टे (लीज) पर ली गई परिसम्पत्तियों पर पट्टा प्रभारों पर पट्टा संबंधी अनुबंध अनुसार विचार किया जाएगा बशर्ते आयोग द्वारा इन प्रभारों को युक्तियुक्त माना जाए।

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

26.1 टैरिफ अवधि हेतु प्रचालन तथा संधारण व्यय का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानकीकृत प्रचालन एवं संधारण व्ययों के आधार पर किया जाएगा।

26.2 आयोग द्वारा विद्युत उत्पादक स्टेशनों के संबंध में मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना विद्यमान पॉवर स्टेशनों तथा नवीन विद्युत स्टेशनों के बारे में अलग–अलग की जाएगी।

26.3 विद्यमान पॉवर स्टेशनों (एम.पी.पी.जी.सी.एल. संबंधी) हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों के साथ–साथ कर्मचारी व्यय (Employee Expenses), मरम्मत तथा अनुरक्षण व्यय (Repair & Maintenance Expenses) व प्रशासनिक तथा सामान्य व्यय (Administrative and General Expenses) को पिछले पांच वर्षों (अर्थात, वित्तीय वर्ष 2007 से वित्तीय वर्ष 2011 तक) हेतु को इन व्ययों के आधार पर विचार करते हुए अंकेक्षित लेखों के आधार पर व्युत्पादित (Derived) किया जाता है। कर्मचारी व्ययों, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्ययों तथा प्रशासनिक एवं सामान्य व्ययों पर विनियम 36.1 तथा 50.1 के अनुसार विचार किया जाता है। उपरोक्त पांच वर्षों के लिये औसत व्यय में 6.14 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से वृद्धि की जाती है, जिसके अनुसार आधार वर्ष, अर्थात वित्तीय वर्ष 2012–13 हेतु प्रचालन एवं संधारण व्ययों की गणना की जाती है। वित्तीय वर्ष 2012–13 हेतु संचालन एवं संधारण व्ययों को आधार व्यय माना जाता है तथा थोक मूल्य सूचकांक (Wholesale Price Index) तथा उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (Consumer Price Index) के भारित औसत पर 60:40 के अनुपात में विचार करते हुए इनमें आगे 7.93 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाती है।

26.4 प्रत्येक अनुवर्ती वर्ष हेतु, प्रचालन एवं संधारण व्ययों को उपरोक्तानुसार वित्तीय वर्ष 2012–13 हेतु अवधारित किये गये आधार व्ययों में 7.93 प्रतिशत के वृद्धि कारक (Escalation Factor) की दर से अवधारित की जाएगी, जिसके अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों की गणना की जाएगी :

परन्तु ऐसे किसी प्रकरण में जहां विद्यमान विद्युत उत्पादन स्टेशन 01.04.2012 के उपरान्त प्रचालन में आया हो वहां नवीन विद्युत उत्पादक स्टेशनों बाबत् प्रचालन एवं संधारण व्यय वे होंगे जैसा कि इन्हें विनियम 36 में विनिर्दिष्ट किया गया हो।

26.5 मध्यप्रदेश पॉवर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड के बारे में कर्मचारी व्यय, जिन पर संचालन एवं संधारण व्ययों के अन्तर्गत विचार किया गया है, पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं (Terminal Benefits) को छोड़कर हैं। कार्मिकों के बारे में, तत्कालीन मध्यप्रदेश राज्य विद्युत मण्डल के विद्यमान पेंशन भोगियों तथा मध्यप्रदेश पॉवर जनरेटिंग कंपनी के पेंशन भोगियों को सम्मिलित करते हुए, के पेंशन तथा अन्य प्रसुविधाओं के बारे में निधीयन मप्र विद्युत नियामक आयोग (मण्डल तथा उत्तराधिकारी इकाईयों के कर्मिकों के तथा सेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012 (जी–38, वर्ष 2012) के अनुसार किया जाएगा।

26.6 युद्ध, विद्रोह अथवा कानून में कतिपय परिवर्तनों अथवा ऐसी समतुल्य परिस्थितियों के कारण संचालन तथा संधारण में अभिवृद्धि के संबंध में, जहां आयोग का यह अभिमत हो कि उक्त वृद्धि न्यायोचित है, पर आयोग इस विनिर्दिष्ट अवधि हेतु लागू करने पर विचार कर सकेगा।

26.7 विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा किसी वर्ष में अर्जित कतिपय बचत को उसे स्वयं के पास रोके जाने की अनुमति दी जा सकेगी। किसी वर्ष में लक्ष्य संचालन व संधारण व्ययों से आधिक्य के कारण होने वाली हानि को उत्पादक कंपनी को ही वहन करना होगा।

27. **कार्यकारी पूंजी पर देय ब्याज प्रभार (Interest Charges on Working Capital) :**

27.1 कार्यकारी पूंजी पर ब्याज दर जिसकी गणना विनियमों में आगे दर्शाई गई विधि द्वारा की जाना है, मानकीकृत आधार पर की जाएगी तथा इसकी गणना भारतीय स्टेट बैंक की सुसंगत वर्ष की 01 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की प्रयोज्य आधार दर में 3.5 प्रतिशत जोड़कर की समतुल्य दर पर की जाएगी। कार्यकारी पूंजी पर ब्याज मानकीकृत आधार पर देय होगा, भले ही विद्युत उत्पादक कंपनी ने किसी बाहरी संस्था से ऋण लिया हो अथवा कार्यकारी पूंजीगत ऋण की तुलना में मानदण्डीय आधार पर आवश्यक कार्यकारी पूंजी ऋण से किसी प्रकार की वृद्धि की गई हो।

28. आय पर कर (Tax on Income):

28.1 विद्युत उत्पादक कंपनी के स्त्रोतों पर कर को हितग्राहियों से वसूल नहीं किया जाएगा:

परन्तु 31 मार्च, 2013 तक की अवधि के विलम्बित कर दायित्व, अतिरिक्त लाभों (fringe benefits) को छोड़कर, के क्रियान्वित होने पर ये हितग्राहियों (Beneficiaries) से प्रत्यक्ष रुप से वसूली योग्य होंगे।

29. विदेश विनिमय दर परिवर्तन (Foreign Exchange Rate Variation - FERV) :

29.1 विद्युत उत्पादक कंपनी निवेश विनिमय की अनावृत्ति (Exposure) को विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु विदेशी मुद्रा में प्राप्त किये गये ऋण पर ब्याज तथा विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में बचाव (Hedge) एक अंश में अथवा पूर्ण रुप से जो कि विद्युत उत्पादक कंपनी की स्वेच्छानुसार होगा, कर सकेगा।

29.2 प्रत्येक विद्युत उत्पादक कंपनी, मानदण्डीय विदेशी ऋण से तत्संबंधी विदेश विनिमय दर परिवर्तन से बचाव की लागत की वसूली, सुसंगत वर्ष में, वर्ष–दर–वर्ष आधार पर, उक्त अवधि के दौरान जब कि यह व्यय के रुप में, उद्‌भूत होता है, करेगी तथा इस प्रकार के विदेश विनिमय दर परिवर्तन से तत्संबंधी अतिरिक्त रुपयों के भुगतान के दायित्व को, बचाव (Hedged) किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

29.3 उक्त सीमा, जहां तक कि विद्युत उत्पादक कंपनी विदेश विनिमय अनावृत्ति का समायोजन करने में असमर्थ हो, अतिरिक्त रुपयों में भुगतान के दायित्व हेतु ब्याज का भुगतान तथा ऋण की अदायगी जो मानदण्डीय विदेशी मुद्रा ऋण के सुसंगत वर्ष से तत्संबंधी है, को अनुज्ञेय किया जाएगा बशर्ते यह विद्युत उत्पादक कंपनी अथवा उसके सामग्री प्रदायकर्ता अथवा ठेकेदारों के कारण न हों।

29.4 विद्युत उत्पादक कंपनी बचाव (Hedging) की लागत तथा विदेश विनिमय दर परिवर्तन को आय के रुप में उक्त अवधि के दौरान, जब वह उद्‌भूत हो, वर्ष–दर–वर्ष आधार पर वसूल करेगी।

30. प्रकाशन संबंधी व्यय (Publication Expenses) :

30.1 याचिकाकर्ता द्वारा टैरिफ/सत्यापन याचिका के नोटिस के प्रकाशन के संबंध में उपगत किये गये व्यय, जैसा कि आयोग द्वारा इन्हें हितधारकों से टिप्पणियों/सुझावों को आमंत्रित किये जाने बाबत् अनुमोदित किया जाए, आयोग द्वारा विद्युत–दर (टैरिफ) के अवधारण के समय स्वीकृत किये जाएंगे।

31. **गैर–टैरिफ आय (Non-Tariff Income) :**

(अ) ऐसी कोई आय, जो विद्युत उत्पादक कंपनी के व्यवसाय के बारे में आनुषांगिक (Incidental) हो, जिसे विभिन्न स्त्रोतों से व्युत्पादित किया गया हो परन्तु जो परिसम्पत्तियों के निपटान, पूंजी निवेश, भाड़े से प्राप्त आय, रद्दीमाल (Scrap) जो अपूंजीकृत (Decapitalized)/बट्टे खाते में डाली गई (Written Off) परिसम्पत्तियों को छोड़कर हो, से प्राप्त आय, विज्ञापनों से प्राप्त आय, सामग्री प्रदायकों (Suppliers)/ठेकेदारों (Contractors) को प्रदत्त अग्रिमों से प्राप्त आय, राखड़/अस्वीकृत किये गये कोयले (Ash/Rejected Coal) की बिक्री से प्राप्त आय तथा अन्य कोई विविध प्राप्तियों से संबद्ध हो परन्तु ऊर्जा के विक्रय से प्राप्त की गई आय को छोड़कर हो, तक ही सीमित न होंगी, गैर–टैरिफ आय का घटक होगी।

(ब) विद्युत उत्पादन के व्यापार से संबद्ध गैर–टैरिफ आय की राशि, जैसा कि इसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए, को विद्युत उत्पादक कम्पनी के वार्षिक स्थाई प्रभार (Annual Fixed Charge) के अवधारण हेतु वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost) में से घटाया जाएगा:

परन्तु विद्युत उत्पादक कंपनी गैर–टैरिफ आय के पूर्वानुमान के बारे में पूर्ण विवरण आयोग को ऐसे स्वरुप में प्रस्तुत करेगी जैसा कि आयोग द्वारा इसके संबंध में समय–समय पर मांग की जाए। गैर–टैरिफ का भी सत्यापन अंकेक्षित लेखों के आधार पर किया जाएगा।

32. **विलंब भुगतान अधिभार (Late Payment Surcharge) :**

32.1 ऐसे प्रकरणों में, जहां विद्युत उत्पादन से संबंधित देयकों के भुगतान में देयकों की प्रस्तुति तिथि से 60 दिवस से अधिक अवधि का विलंब किया जाता है, विद्युत उत्पादन कम्पनी प्रति दिवस विलम्ब भुगतान हेतु 1.25 प्रतिशत प्रतिमाह की दर से अधिभार अधिरोपित कर सकेगी।

33. **छूट (Rebate) :**

33.1 क्षमता प्रभारों एवं ऊर्जा प्रभारों के देयकों का भुगतान, साख पत्र (लैटर ऑफ क्रेडिट) द्वारा प्रस्तुत किये जाने पर 2 प्रतिशत की छूट अनुज्ञेय होगी। देयक का भुगतान किसी अन्य विधि द्वारा, परन्तु विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा देयक प्रस्तुति के एक माह के भीतर किये जाने पर 1 प्रतिशत की छूट अनुज्ञेय होगी।

अध्याय–तीन

ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन (Thermal Power Generating Stations)

34 टैरिफ के घटक (Components of Tariff) :

34.1 किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा उत्पादित विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ दो भागों में, अर्थात वार्षिक क्षमता (स्थाई) प्रभार {Annual Capacity (Fixed) charge} तथा ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभार {Energy (Variable) Charge} की वसूली द्वारा अवधारित किया जाएगा जिसकी गणना निम्न दर्शाई गई विधि द्वारा की जाएगी।

34.2 वार्षिक क्षमता (स्थाई) प्रभारों में निम्न सम्मिलित होंगे:

(ए) पूंजी पर प्रतिलाभ;

(बी) ऋण पूंजी पर ब्याज तथा वित्तीय प्रभार;

(सी) अवमूल्यन/अवक्षयण;

(डी) पट्टा/भाड़ा क्रय प्रभार;

(ई) प्रचालन तथा संधारण व्यय;

(एफ) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज प्रभार;

(जी) द्वितीयक ईंधन तेल (Secondary Fuel Oil) की लागत;

(एच) मरम्मत तथा अनुरक्षण (R&M) के स्थान पर विशेष भत्ता अथवा पृथक क्षतिपूर्ति भत्ता, जहां वह लागू हो;

परन्तु कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादक स्टेशनों के प्रकरण में, वर्ष के दौरान मानदण्डीय द्वितीयक ईंधन तेल खपत (Normative Secondary Fuel Consumption) पर व्यय स्थाई प्रभार में सम्मिलित किये जाएंगे।

34.3 ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में मुख्य ईंधन की लागत भी सम्मिलित की जाएगी।

35. प्रचालन के मानदण्ड (Norms of Operation):

35.1 मध्यप्रदेश पॉवर जनरेशन कंपनी लिमिटेड (एम.पी.पी.जी.सी.एल.) के विद्यमान ताप ऊर्जा विद्युत स्टेशनों को निम्न दर्शाये गये प्रचालन के मानदण्ड लागू होंगे, जिन्हें 31 मार्च, 2012 से पूर्व क्रियाशील (Commission) किया गया हो।

(ए) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normal Annual Plant Availability Factor-NAPAF)

उत्पादक स्टेशन का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 1	62.5 x 5	312.5	80.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	75.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	75.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन संकुल		**1142.5**	**76.37%**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**65.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	80.00%
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	80.00%
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**80.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500**	**85.00%**

(बी) सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate) (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर)

उत्पादक स्टेशन का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 1	62.5 x 5	312.5	2900
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	2700
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	2700
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन संकुल		**1142.5**	**2755**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**3200**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**2450**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	2600
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	2600
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**2600**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500**	**2425**

(सी) आपेक्षिक ईंधन खनिज तेल खपत (Specific Fuel Oil Consumption) (मिलीलीटर/किलोवॉट ऑवर)

उत्पादक स्टेशन का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 1	62.5 x 5	312.5	2.75
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	1.75
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन संकुल		**1142.5**	**2.02**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**2.00**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**1.00**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	1.30
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	1.00
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**1.15**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500**	**1.00**

(डी) सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption) (%)

उत्पादक स्टेशन का नाम	यूनिट (मेगावाट में)	क्षमता (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 2013–14 से वित्तीय वर्ष 2015–16 तक
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 1	62.5 x 5	312.5	9.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 2	200+210	410.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन सारनी पीएच 3	2 x 210	420.0	10.00%
सतपुड़ा ताप विद्युत स्टेशन संकुल		**1142.5**	**9.73%**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 2	**2 x 120**	**240.0**	**10.00%**
अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचई पीएच 3	**1 x 210**	**210.0**	**9.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 1	2 x 210	420.0	9.00%
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन पीएच 2	2 x 210	420.0	9.00%
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन संकुल (पीएच 1 तथा पीएच 2)		**840.0**	**9.00%**
संजय गांधी ताप विद्युत स्टेशन नवीन इकाई (500 मेगावाट)	**1 x 500**	**500**	**6.00%**

35.2 दिनांक 01.04.2012 को अथवा उसके पश्चात् समस्त क्षमताओं के संबंध में क्रियाशील (Commissioned) की गई समस्त ताप–ऊर्जा विद्युत उत्पादक इकाईयों स्टेशनों हेतु निम्न मानदण्ड लागू होंगे:

अ. **मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normal Annual Plant Availability Factor-NAPAF): 85%**

ब **सकल स्टेशन ऊष्मा दर (Gross Station Heat Rate)**

कोयला आधारित तथा लिग्नाईट प्रज्जवलित ताप–ऊर्जा विद्युत उत्पादक स्टेशन = 1.065 x रुपांकित ऊष्मा दर (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर)।

जहां किसी इकाई की रूपांकित ऊष्मा दर से तात्पर्य है इकाई ऊष्मा दर जिसे सामग्री प्रदायकर्ता द्वारा 100 प्रतिशत उच्चतम निरंतर गुणवत्ता श्रेणी (MCR), शून्य प्रतिशत प्रतिपूर्ति (make up), रूपांकित कोयला तथा रूपांकित शीतल जल तापमान/पृष्ठ दबाव (back pressure) जैसी परिस्थितियों हों पर प्रतिभूत किया गया है;

परन्तु रूपांकित ऊष्मा दर निम्न दर्शाई गई अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दरों जो इकाईयों की दबाव तथा तापमान गुणवत्ताओं पर निर्भर करेंगी से अधिक नहीं होगी :

दबाव गुणवत्ता श्रेणी (Pressure Rating) (किलोग्राम/वर्ग सेमी)	150	170	170	247	247
सुपर हीटर टेम्परेचर/रीहीटर टेम्परेचर (SHT/RHT) (^{o}C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593
वाष्पयंत्र पोषित पंप का प्रकार (Type of BFP)	विद्युत चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित	टरबाईन चालित
अधिकतम टरबाईन चक्र ऊष्मा दर (Max Turbine cycle Heat Rate) (किलो कैलोरी/किलोवॉट ऑवर)	1955	1950	1935	1900	1850

न्यूनतम वाष्पयंत्र दक्षता (Min. Boiler Efficiency)					
सब–बिटूमिनस भारतीय कोयला	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
बिटूमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर (Max Design Unit Heat Rate) (किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर)					
सब–बिटूमिनस भारतीय कोयला	2300	2294	2276	2235	2176
बिटूमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135	2079

परन्तु यह भी कि यदि किसी इकाई के दबाव तथा तापमान मानदण्ड उपरोक्त दर्शाई गई गुणवत्ता श्रेणी से भिन्न हो तो ऐसी दशा में निकटतम श्रेणी की अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर ली जाएगी;

परन्तु यह भी कि जहां इकाई ऊष्मा दर प्रत्याभूत नहीं की गई है परन्तु टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता उसी सामग्री प्रदायकर्ता अथवा भिन्न–भिन्न सामग्री प्रदायकर्ताओं द्वारा पृथक–पृथक से प्रत्याभूत की गई हो तो ऐसी दशा में इकाई रूपांकित ऊष्मा दर की गणना प्रत्याभूत टरबाईन चक्र ऊष्मा दर तथा वाष्पयंत्र दक्षता के प्रयोग द्वारा की जाएगी;

परन्तु यह भी कि यदि एक या इससे अधिक इकाईयां दिनांक 1.4.2012 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित की गई हों तो ऐसी दशा में उन इकाईयों हेतु तथा इनके साथ–साथ दिनांक 1.4.2012 को तथा उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित ऊष्मा दर मानदण्ड जिनकी गणना उपरोक्त विधि द्वारा तथा विनियम 35 के अनुसार की जाएगी व इनमें से जो भी कम हो, मानी जाएगी।

टीप : ऐसी इकाईयों के संबंध में जहां वाष्पयंत्र पोषित पम्प विद्युत चालित हों, उनमें अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर टरबाईन–चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प हेतु विनिर्दिष्ट की गई अधिकतम रूपांकित इकाई ऊष्मा दर से प्राप्त गणना से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट ऑवर कम होगी।

(स) **आपेक्षित ईधन तेल खपत (Specific Fuel Oil Consumption)**

कोयला आधारित विद्युत उत्पादक स्टेशन : 1.00 मि.लीटर/किलोवाट ऑवर

(द) **सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption)**

स.क्र.	पावर स्टेशन	मय नैसर्गिक ड्राफ्ट शीतलीकरण के या शीतलीकरण टॉवर के बगैर
(1)	200 मेगावाट श्रृंखला (Series)	8.5%
(2)	500 मेगावाट तथा इससे अधिक	
	वाष्प चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	6.0%
	विद्युत चालित वाष्पयंत्र पोषित पम्प	8.5%
(3)	45 मेगावाट श्रृंखला (Series)	10%

परन्तु यह भी कि ड्राफ्ट उत्सर्जित शीतलीकरण टावर (Induced draft Cooling Tower) वाले ताप विद्युत उत्पादक स्टेशनों हेतु मानदण्डों में 0.5 प्रतिशत में अतिरिक्त वृद्धि की जाएगी।

36. एमपीपीजीसीएल के सहित ताप विद्युत स्टेशनों के प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations including MPPGCL's)

36.1 विद्यमान ताप विद्युत स्टेशनों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में सम्मिलित होंगे कर्मचारी लागत, मरम्मत तथा अनुरक्षण (R&M) लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य (A&G) लागत। इन मानदण्डों में पेंशन, सेवान्त प्रसुविधाएं (Terminal Benefits), कर्मचारियों को देय प्रोत्साहन व बकाया राशि (arrears), शासन को भुगतान योग्य कर, मप्रविनिआ को देय शुल्क सम्मिलित नहीं हैं। विद्युत उत्पादक कम्पनी शासन को देय दर (rate), भाड़ा (rent), शासन को देय कर (taxes), रसायनों (Chemicals) तथा उपभोज्य सामग्रियों (Consumables) की लागत तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई बकाया राशि का दावा पृथक से वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं को विनियम 26.5 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

ताप विद्युत उत्पादक इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड

रूपये लाख प्रति मेगावाट में			
यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 13–14	वित्तीय वर्ष 14–15	वित्तीय वर्ष 15–16
62.5	21.62	23.33	25.18
120	26.71	28.83	31.11
200/210/250	18.19	19.63	21.19
500	13.71	14.80	15.97

परन्तु यह कि अतिरिक्त इकाईयों हेतु उपरोक्त दर्शाये गये मानदण्डों को निम्न कारकों से गुणा किया जाएगा जिनमें उक्त स्टेशन हेतु वाणिज्यिक प्रचालन तिथि उन इकाईयों की तत्संबंधी इकाई आकारों हेतु दिनांक 1.4.2012 को अथवा तत्पश्चात् घटित हो :

200/210/250 मेगावाट	अतिरिक्त पांचवी तथा छठी इकाईयां अतिरिक्त सातवी तथा और अधिक इकाईयां	0.90 0.85
300/330/350 मेगावाट	अतिरिक्त चौथी तथा पांचवी इकाईयां अतिरिक्त छठी तथा और अधिक इकाईयां	0.90 0.85
500 मेगावाट तथा उससे अधिक	अतिरिक्त तीसरी तथा चौथी इकाईयां अतिरिक्त पांचवी तथा और अधिक इकाईयां	0.90 0.85

दिनांक 01.04.2012 या उसके बाद क्रियाशील किये गये नवीन ताप विद्युत उत्पादन इकाईयों हेतु प्रचालन एवं संधारण मानदण्ड (O&M Norms) :

रूपये लाख प्रति मेगावाट में			
यूनिट (मेगावाट में)	वित्तीय वर्ष 13–14	वित्तीय वर्ष 14–15	वित्तीय वर्ष 15–16
45	25.90	27.96	30.17
200/210/250	18.42	19.90	21.46
500	13.80	14.90	16.08
600 तथा उससे अधिक	12.95	13.98	15.09

36.2 कोयला आधारित अथवा लिग्नाईट प्रज्जवलित ताप ऊर्जा उत्पादक स्टेशनों हेतु पूंजीगत प्रकार (capital nature) की परिसंपत्तियों हेतु उन्हें सम्मिलित करते हुए जो लघु प्रकार की हों, इकाईवार पृथक क्षतिपूर्ति रियायत निम्न विधि अनुसार उक्त वर्ष से जब उनके द्वारा 10, 15 अथवा 20 वर्ष का उपयोगी जीवनकाल पूर्ण कर लिया गया हो, अनुज्ञेय की जाएगी :

प्रचालन वर्षों की संख्या	क्षतिपूर्ति रियायत (₹ लाख प्रति मेगावाट प्रति वर्ष में)
0-10	निरंक
11-15	0.19
16-20	0.44
21-25	0.84

37. **कार्यकारी पूंजी (Working Capital) :**

37.1 कोयला आधारित विद्युत उत्पादक स्टेशनों हेतु कार्यकारी पूंजी में निम्न लागतें शामिल होंगी :

(i) कोयले की 45 दिवस की आवश्यकता के बराबर लागत जिनके उत्पादक स्टेशन खदान मुख (पिट–हैड) पर स्थित हैं तथा कोयले की दो माह की आवश्यकता के बराबर लागत जिनके उत्पादक स्टेशन खदान मुख पर स्थित नहीं हैं जो मानदण्डीय उपलब्धता (normative availability) के तत्संबधी होंगी;

(ii) द्वितीयक (सेकेंडरी) ईंधन खनिज तेल की दो माह की आवश्यकता के बराबर लागत, जो मानदण्डीय उपलब्धि के तत्संबंधी होगी :

परन्तु यह कि एक से अधिक द्वितीयक ईंधन खनिज तेल के प्रकरण में, ईंधन खनिज तेल भण्डार की लागत मुख्य द्वितीयक ईंधन खनिज तेल हेतु प्रदान की जाएगी ।

(iii) संधारण कलपुर्जे, मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों के 20 प्रतिशत की दर से;

(iv) दो माह की विद्युत के विक्रय हेतु क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियां, जिनकी गणना मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के आधार पर की जाएगी; तथा

(v) एक माह के बराबर प्रचालन तथा संधारण व्यय

37.2 ईंधन की लागत विद्युत उत्पादक कम्पनियों द्वारा गणनानुसार व्यय की गई आगमित लागत (landed cost) {मानदण्डीय आवागमन (normative transit) तथा हस्तालन हानियों (handling losses) पर विचार करते हुए} तथा पिछले 3 माह के वास्तविक आंकड़ों के अनुसार, ईंधन के सकल उष्मित मान (Gross Calorific Value) पर आधारित होगी तथा टैरिफ अवधि के दौरान ईंधन की लागत में किसी प्रकार की वृद्धि प्रदान नहीं की जाएगी ।

38. द्वितीयक ईंधन खनिज तेल पर व्यय (Expenses on Secondary Fuel Oil Consumption) :

38.1 द्वितीयक ईंधन खनिज–तेल पर व्ययों की गणना रूपयों में, जो विनियम 35 में विनिर्दिष्ट मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज तेल खपत से तत्संबंधी होगी, निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी:

= SFC x LPSFi x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10

जहां,

SFC – मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज–तेल खपत मि. लीटर/किलोवॉट ऑवर में

LPSFi – द्वितीयक ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य रूपये प्रति मि. लीटर में, जिसे प्रारंभिक माना जावेगा ।

NAPAF – मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता, प्रतिशत में

NDY – एक वर्ष में दिवस संख्या

IC – स्थापित क्षमता, मेगावाट में

38.2 प्रारंभिक तौर पर, विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा द्वितीयक ईंधन तेल पर व्यय की गई आगमित लागत (landed cost), पिछले तीन माह की भारित औसत लागत के वास्तविक आंकड़ों पर आधारित होगी तथा पिछले तीन माह की आगमित लागत के अभाव में, यह उत्पादक स्टेशन हेतु वर्ष के प्रारंभ से पूर्व का अंतिम अधिप्राप्ति मूल्य (Procurement Price) होगी।

टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के अंत में, द्वितीयक ईंधन खनिज–तेल व्यय ईंधन मूल्य समायोजन के अध्यधीन निम्न सूत्र के अनुसार होंगे;

SFC x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10 X (LPSFy-LPSFi)

जहां,

LPSFy - द्वितीयक ईंधन खनिज तेल का वर्ष हेतु भारित औसत आगमित मूल्य रू/मि. लीटर में

39. राज्य भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र तथा पारेषण प्रभार (SLDC/RLDC/NLDC and Transmission Charges) :

39.1 आयोग द्वारा अवधारित किये गये राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों तथा पारेषण प्रभारों को व्यय माना जाएगा यदि वे उत्पादक स्टेशन द्वारा भुगतान योग्य हों ।

39.2 क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार, जैसा कि वे केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अवधारित किये गये हों, को भी व्यय माना जाएगा, यदि ये विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा भुगतान योग्य हों।

40. वार्षिक क्षमता (स्थाई) प्रभारों की वसूली {Recovery of Annual Capacity (fixed) Charges} :

40.1 स्थाई प्रभारों की गणना वार्षिक आधार पर की जाएगी, जो इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार होगी तथा इनकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभारों के अन्तर्गत की जाएगी। किसी विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा भुगतान–योग्य कुल क्षमता प्रभारों को उसके हितग्राहियों द्वारा उनके प्रतिशत अंशदान/उत्पादक स्टेशन की क्षमता के आवंटन के आधार पर परस्पर बांटा जाएगा ।

40.2 किसी ताप विद्युत उत्पादक स्टेशन को एक कलेण्डर माह हेतु भुगतान योग्य क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) की गणना निम्न सूत्रों के अनुसार की जाएगी :

(i) ऐसे विद्युत उत्पादक स्टेशन जो दस (10) वर्षों से कम अवधि के अंतर्गत, किसी वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को वाणिज्यिक प्रचालन में है :

(AFCXNDM/NDY) X (0.5 + 0.5 X PAFM/NAPAF) (रूपयों में) :

परन्तु, ऐसे प्रकरण में जहां वर्ष के दौरान निष्पादित किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFY) 70 प्रतिशत से कम हो, वर्ष हेतु कुल स्थाई प्रभार निम्न दर्शाए सूत्र के अनुसार सीमित होगा :

AFC X (0.5 + 35/NAPAF) X (PAFY/70) (रूपयों में)

(ii) ऐसे विद्युत उत्पादक स्टेशन जो दस (10) वर्षों से अथवा इससे अधिक अवधि से वर्ष की दिनांक 1 अप्रैल की स्थिति में वाणिज्यिक प्रचालन में हैं :

(AFC X NDM/NDY) X (PAFM/NAPAF) (रूपयों में)

जहां,

AFC – वर्ष हेतु गणना किये गये वार्षिक स्थाई प्रभार, रूपयों में

NDM – एक माह में दिवस संख्या

NDY – एक वर्ष में दिवस संख्या

PAFY – एक वर्ष के दौरान निष्पादित किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NAPAF – मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

PAFM – माह के दौरान निष्पादित किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

40.3 पूर्ण क्षमता प्रभार विनियम 35 में विनिर्दिष्ट मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के अनुसार वसूली योग्य होंगे । मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के स्तर से कम क्षमता प्रभारों की वसूली आनुपातिक आधार पर की जाएगी । शून्य उपलब्धता पर, क्षमता प्रभार देय न होंगे ।

40.4 माह के दौरान निष्पादित किये गये संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFM) तथा वर्ष के दौरान निष्पादित किये गये संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFY) की गणना निम्न सूत्रों के अनुसार की जाएगी:

$$\text{PAFM अथवा } \text{PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} \text{DCi} / \{ \text{N} \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX}) \} \%$$

जहां,

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = औसत घोषित क्षमता (एक्स–बस मेगावॉट में), नीचे दर्शाए विनियम 40.5 के अध्यधीन, अवधि के दौरान i वें दिन हेतु, अर्थात् माह अथवा वर्ष, जैसा प्रकरण में लागू हो, जैसा कि इसे संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति उपरांत प्रमाणित किया गया हो

IC = उत्पादक स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = अवधि के दौरान दिवसों की संख्या, अर्थात माह अथवा वर्ष हेतु, जैसा कि प्रकरण में लागू हो

टीप : DCi तथा IC में उन उत्पादक इकाईयों जिन्हें वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित नहीं किया गया है, की क्षमता सम्मिलित नहीं की जाएगी। संबंधित अवधि के दौरान स्थापित क्षमता में परिवर्तन होने की दशा में, उसका औसत मान प्रयुक्त किया जाएगा ।

40.5 किसी ताप ऊर्जा उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में ईंधन की कमी पाये जाने पर, विद्युत उत्पादक कम्पनी शीर्ष–भार अवधि के दौरान उच्चतर मेगावाट प्रदाय किया जाना शीर्ष अवधि (Peak hours) के दौरान ईंधन की बचत द्वारा प्रस्तावित कर सकेगी । संबंधित भार प्रेषण केन्द्र, तत्पश्चात उत्पादक स्टेशन हेतु हितग्राहियों से विचार–विमर्श द्वारा मेगावाट तथा ऊर्जा क्षमता के

अनुकूलतम उपयोग हेतु व्यावहारिक दिवस पूर्व अनुसूची निर्दिष्ट कर सकेगा। ऐसी परिस्थिति में DCi को संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा उक्त दिवस हेतु विनिर्दिष्ट अधिकतम शीर्ष–अवधि एक्स विद्युत संयंत्र (power plant) मेगावाट अनुसूची के बराबर लिया जाएगा ।

40.6 क्षमता प्रभारों का भुगतान मासिक आधार पर आवंटित/संविदाकृत क्षमता के अनुपात में किया जाएगा ।

41. **ऊर्जा प्रभार (परिवर्तनीय प्रभार) {Energy Charges (Variable Charges)}:**

41.1 ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में मुख्य ईंधन लागतें शामिल होंगी तथा ये एक्स–विद्युत संयंत्र आधार पर एक कलेण्डर माह के दौरान एक ऐसे हितग्राही को प्रदाय की जाने वाली कुल अनुसूचित की गई ऊर्जा पर विनिर्दिष्ट परिवर्तनीय प्रभार दर [ईंधन मूल्य समायोजन (FPA) के साथ] के अनुसार भुगतान योग्य होंगी ।

41.2 ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों, का अवधारण रूपये प्रति किलोवॉट ऑवर में एक्स–विद्युत संयंत्र आधार पर, तीन दशमलव स्थानों तक निम्न सूत्र के अनुसार किया जाएगा :

(i) कोयला प्रज्जवलित स्टेशनों हेतु

ECR = (GHR - SFC X CVSF) X LPPF X 100/ {CVPF X (100 - AU X) }

जहां,

AUX - मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

ECR - प्रेषित की गई (sent out) ऊर्जा प्रभार दर, प्रेषित रूपये प्रति किलो वॉट ऑवर

GHR - मानदण्डीय सकल स्टेशन ऊष्मा दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवॉट ऑवर में

SFC - मानदण्डीय आपेक्षिक ईंधन खनिज–तेल खपत, मि. लीटर/किलोवॉट ऑवर में

CVSF - द्वितीयक ईंधन का उष्मित मान किलो लीटर/मि. लीटर में

LPPF - प्राथमिक ईंधन का भारित औसत आगमित मूल्य (Landed price), रूपये प्रति किलोग्राम, प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर में, जैसा कि वह माह के दौरान प्रयोज्य हों

CVPF - प्रज्जवलित किया गया प्राथमिक ईंधन का सकल उष्मित मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर में,

परन्तु यह कि विद्युत उत्पादक कम्पनी द्वारा सकल उष्मित मान (GCV) के मानदण्डीय विवरण तथा ईंधन अर्थात घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई–नीलामी कोयला (e-auction coal), तरल ईंधन आदि की कीमत, घरेलू कोयले के आयातित कोयले के साथ मिश्रण का अनुपात (blending ratio) ई–नीलामी कोयले का अनुपात, हितग्राहियों को बिल किये गये ऊर्जा प्रभारों में अंतर संबंधी विवरण तथा तत्संबंधी माह के देयकों के देयक के विवरण प्रदान किये जाएंगे।

परन्तु यह भी कि देयकों की एक प्रति तथा वास्तविक सकल उष्मित मान (GCV) तथा ईंधन अर्थात घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई–नीलामी कोयला (e-auction coal), तरल ईंधन आदि की कीमत, घरेलू कोयले के आयातित कोयले के साथ मिश्रण का अनुपात (blending ratio), ई–नीलामी कोयले का अनुपात, विद्युत उत्पादक कम्पनी की वैबसाईट पर भी प्रदर्शित किये जाएंगे। उपरोक्त विवरण कम्पनी के वैबसाईट पर तीन माह की अवधि हेतु मासिक आधार पर उपलब्ध कराये जाएंगे।

41.3 माह हेतु परिवर्तनीय प्रभार की गणना निगिमित की जाने वाली एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के आधार पर निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

मासिक ऊर्जा प्रभार (रूपयों में) =

परिवर्तनीय प्रभार दर (रूपये/किलोवाट ऑवर में) X माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस) किलोवॉट ऑवर में, जो अनुसूचित उत्पादन से तत्संबंधी है ।

41.4 **कोयले की आगमित लागत (Landed cost of Coal):**

कोयले की आगमित लागत में कोयले का मूल्य, जो कोयले की श्रेणी तथा गुणवत्ता से तत्संबंधी है, जिसके अन्तर्गत प्रयोज्य स्वत्व शुल्क (Royalty), कर तथा अभिकर (duty), रेल/सड़क अथवा अन्य किसी साधन से परिवहन लागत, तथा ऊर्जा प्रभारों की गणना के प्रयोजन से मानदण्डीय परिवहन तथा हस्तालन (Transit and Handling) हानियां, कोयला प्रदाय कम्पनी द्वारा माह के दौरान प्रेषित की गई कोयले की मात्रा के प्रतिशत के रूप में सम्मिलित होगी, की गणना निम्नानुसार की जाएगी:

खदान मुख (Pit Head) विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु : 0.2 प्रतिशत की दर से

गैर–खदान मुख (Non Pit Head) विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु : 0.8 प्रतिशत की दर से

उपरोक्त उपबंध के अनुसार यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि ऊर्जा प्रभारों की गणना हेतु कोयले की मात्रा जैसा कि इसे कोल कम्पनी द्वारा संप्रेषित किया गया हो, के संबंध में केवल अनुज्ञेय परिवहन तथा हस्तालन हानियों (Permissible Transit snd Handling losses) की गणना के उपरांत ही विचार में लिया जाएगा।

41.5 अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन, चचाई की 2X120 मेगावाट पीएच–1 इकाई को खदान मुख (Pit Head) विद्युत उत्पादक इकाई माना जाएगा जबकि अमरकंटक ताप विद्युत स्टेशन चचाई की 1X210 मेगावाट पीएच–3 इकाई को गैर–खदान मुख (Non-Pit Head) विद्युत उत्पादक इकाई, मध्यप्रदेश पावर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड (एमपीपीजीसीएल) द्वारा सूचित उसके कोयला संबंधी जुड़ाव (Linkage) के आधार पर माना जाएगा। कोयले के जुड़ाव में किसी परिवर्तन होने की दशा में, एमपीपीजीसीएल आयोग को समुचित आदेश बाबत् अवगत करायेगी।

42. विद्युत शुल्क, उपकर तथा जल प्रभार (Electricity Duty, Cess and Water Charges)

विद्युत उत्पादक कम्पनी द्वारा विद्युत उत्पादन के प्रयोजन हेतु विद्युत शुल्क तथा उपकर एवं जल प्रभार, यदि भुगतान योग्य हो, तो इन्हें आयोग द्वारा अनुज्ञेय किया जा सकेगा तथा इसका सत्यापन ताप विद्युत स्टेशनों हेतु वास्तविक भुगतान के आधार पर किया जाएगा।

43. प्रोत्साहन (Incentive) :

43.1 ताप ऊर्जा उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में, प्रोत्साहन वसूल की गई क्षमता (स्थाई) प्रभारों का भाग होगा । इस हेतु किसी प्रकार का पृथक प्रोत्साहन प्रदान नहीं किया जाएगा ।

44. असूचीबद्ध विनिमय प्रभार {Unscheduled Interchange (UI) charges}

44.1 विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु वास्तविक शुद्ध अन्तःक्षेप (Injection) तथा अनुसूचित शुद्ध अन्तःक्षेप के मध्य समस्त अन्तरों को तथा हितग्राहियों हेतु वास्तविक शुद्ध आहरण तथा अनुसूचित शुद्ध आहरण के मध्य समस्त अन्तरों को तत्संबंधी असूचीबद्ध विनिमय (यूआई) माना जाएगा । आयोग द्वारा समस्त असूचीबद्ध विनिमयों को समय–समय पर विनिर्दिष्ट किये गये विनियमों के अनुसार नियंत्रित किया जाएगा ।

45. अनुसूचीकरण (Scheduling):

45.1 अनुसूचीकरण एवं उपलब्धता की पद्धति का निर्धारण आयोग द्वारा अनुमोदित ग्रिड संहिता में विनिर्दिष्ट उपबंधों के अनुसार किया जाएगा ।

46. मापयंत्रण पद्धति एवं लेखांकन (Metering and Accounting):

46.1 मापयन्त्रण व्यवस्थाएं, मय इनका अधिष्ठापन, परीक्षण एवं प्रचालन व संधारण तथा ऊर्जा विनिमयन व 15 मिनट कालखण्ड संबंधी औसत आवृत्ति के लेखे–जोखे की आवश्यकता बाबत आंकडों के संग्रहण, परिवहन एवं उपचारण की व्यवस्था राज्य पारेषण इकाई तथा राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा की जाएगी। समस्त संबंधित इकाईयां (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मापयन्त्र अधिष्ठापित हैं) राज्य पारेषण इकाई/राज्य भार प्रेषण केन्द्र से पूर्णरूपेण सहयोग करेंगी तथा साप्ताहिक मापयन्त्र वाचन हेतु राज्यभार प्रेषण केन्द्र को संप्रेषण में आवश्यक सहायता उपलब्ध करायेंगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र ऊर्जा संबंधी लेखे मासिक आधार पर तथा असूचीबद्ध विनिमय (यूआई) प्रभार संबंधी लेखे साप्ताहिक आधार पर जारी करेगा । यू.आई लेखा प्रक्रिया का नियंत्रण आयोग द्वारा जारी आदेशों के अन्तर्गत होगा।

47. क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की बिलिंग तथा भुगतान (Billing and Payment of Capacity Charges and Energy Charges) :

47.1 विद्युत उत्पादक कम्पनी द्वारा क्षमता प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों हेतु देयक (बिल) मासिक आधार पर इन विनियमों के अनुसार प्रस्तुत किये जाएंगे तथा हितग्राहियों द्वारा प्रयोज्य भुगतान सीधे उत्पादक कम्पनी को किये जाएंगे ।

47.2 किसी ताप–विद्युत उत्पादक स्टेशन के प्रकरण में, क्षमता प्रभारों का भुगतान उत्पादक स्टेशन के हितग्राहियों द्वारा कतिपय माह हेतु उनकी स्थापित क्षमता में उनके प्रतिशत अंशदान के अनुसार (अनावंटित क्षमता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित करते हुए) परस्पर बांटा जाएगा। किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशनों के प्रकरण में विक्रय–योग्य क्षमता (saleable capacity) (जिसका अवधारण उनके गृह राज्य को निशुल्क ऊर्जा के तत्संबंधी क्षमता को घटाने के पश्चात किया जाएगा) उनके अंशदान के अनुपात में (अनावंटित क्षमता में किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर) निम्न दर्शाई गई टीप 3 के अनुसार किया जाएगा ।

टीप 1 :राज्य उत्पादक स्टेशनों की कुल क्षमता में प्रत्येक हितग्राही के अंशदान/आवंटन का अवधारण राज्य शासन द्वारा अनावंटित क्षगता में से किये गये किसी आवंटन को सम्मिलित कर किया जाएगा। ये अंशदान स्टेशन क्षमता के प्रतिशत के रूप में प्रयोज्य होंगे तथा किसी माह के दौरान स्थिर रहेंगे । किसी हितग्राही का कुल क्षमता अंशदान, उसका क्षमता अंशदान तथा अनांविटत भाग में से किये गये किसी आवंटन का योग होगा । राज्य शासन द्वारा अनावंटित ऊर्जा में से की गई किसी विशिष्ट आवंटन की अनुपस्थिति में, अनावंटित ऊर्जा को आवंटित क्षमता में आवंटित अंशदान के अनुपात के अनुरूप जोड़ दिया जाएगा ।

टीप 2 : हितग्राही उनके आवंटित स्थाई (Firm) अंशदान के एक अंश को अन्य हितग्राहियों को समर्पित किया जाना प्रस्तावित कर सकेंगे । ऐसे प्रकरणों में, हितग्राहियों के अंशदान प्रत्याशित रूप से राज्य शासन द्वारा किसी कलेण्डर माह के प्रारम्भ से पुनर्आवंटित किये जा सकेंगे । जब भी इस प्रकार के पुनर्आवंटन किये जाते हैं, तो हितग्राही जो अपने अंशदान को समर्पित करते हैं, उन्हें समर्पित किये गये अंशदान हेतु क्षमता प्रभारों के भुगतान की बाध्यता नहीं होगी । उपरोक्तानुसार समर्पित की गई तथा पुनर्आवंटित की गई क्षमता हेतु क्षमता प्रभारों का भुगतान उस राज्य द्वारा किया जाएगा, जिसे समर्पित क्षमता आवंटित की जाती है । उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनर्आवंटन की अवधि को छोड़कर, उत्पादक स्टेशन के हितग्राहियों द्वारा पूर्ण क्षमता प्रभारों का भुगतान अंशदान की आवंटित क्षमता के अनुसार जारी रखा जाएगा ।

टीप 3 : FEHS = गृह राज्य हेतु निःशुल्क ऊर्जा (Free Energy for Home State-FEHS), को प्रतिशत के रूप में 12 प्रतिशत माना जाएगा (यह एमपीपीजीसीएल के विद्युत उत्पादक स्टेशनों हेतु लागू नहीं होगा) :

परन्तु ऐसे प्रकरणों में जहां किसी जल विद्युत परियोजना का कार्यस्थल किसी विकासक (जो राज्य द्वारा नियंत्रित अथवा स्वामित्व वाली कम्पनी नहीं होगी) को बोली की द्विस्तरीय पारदर्शी प्रक्रिया द्वारा प्रदान किया जाता है वहां निःशुल्क ऊर्जा 13 प्रतिशत मानी जाएगी जिसमें विद्युत की 100 यूनिटों के तत्संबंधी ऊर्जा भी सम्मिलित होगी जो परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को 10 वर्ष की अवधि हेतु विद्युत उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से प्रदान की जाएगी।

अध्याय–चार

जल विद्युत उत्पादक स्टेशन : (Hydro Power Generating Stations) :

48. टैरिफ के घटक (Components of Tariff):

48.1 किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन से उत्पादित विद्युत प्रदाय संबंधी टैरिफ में क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार का समावेश होगा जिसे दो प्रभारों के माध्यम से वार्षिक स्थाई लागत {जिसमें विनियम 34.2 के अंतर्गत क्रमांक (ए) से (एफ) तक के घटक तत्व सम्मिलित हैं} की वसूली बाबत् विनियम 53 में विनिर्दिष्ट विधि द्वारा प्राप्त किया जाएगा।

49. प्रचालन के मानदण्ड (Norms of Operation):

49.1 (1) जल–विद्युत ऊर्जा स्टेशन हेतु प्रचालन के मापदण्ड निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :

(अ) मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (Normative Annual Plant Availability Factor - NAPAF) :

(i) जल संग्रहण (Storage) तथा जलाशय (Pondage) प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर (Full Reservoir level) तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर (Minumum Draw Down Level - MDDL) में अन्तर 8 प्रतिशत तक का हो, तथा जहां संयंत्र उपलब्धता गाद (Silt) से प्रभावित न हो : 90 प्रतिशत

(ii) जल संग्रहण तथा जलाशय प्रकार के संयंत्र जिनका शीर्ष अन्तर पूर्ण जलाशय स्तर (Full Reservoir level) तथा जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर (Minumum Draw Down Level-MDDL) में अन्तर 8 प्रतिशत से अधिक हो व जहां संयंत्र उपलब्धता गाद से प्रभावित न हो: मेगावॉट उत्पादन योग्यता में कमी बाबत् मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक में संयंत्र–विशिष्ट छूट (Allowance) प्रदान की जाएगी, क्योंकि जलाशय के स्तर में निरन्तर कमी होती है । सामान्य मार्गदर्शन बतौर इसके कारण गुणांक कारक के रूप में छूट की गणना शुद्व शीर्ष (Head) की वार्षिक औसत के प्रक्षेपण द्वारा निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

{औसत शीर्ष (Average Head) / निर्धारित शीर्ष (Rated Head)} + 0.02

वैकल्पिक तौर पर, इस प्रकार के प्रक्षेपण में कठिनाई होने पर, गुणांक कारक का अवधारण निम्नानुसार किया जाएगा :

{जलाशय में न्यूनतम गिरावट के स्तर (MDDL) पर शीर्ष / निर्धारित शीर्ष} X 0.5 + 0.52

(iii) जलाशय (Pondage) प्रकार के संयन्त्र, जहां संयन्त्र की उपलब्धता उल्लेखनीय रूप से गाद (Silt) द्वारा प्रभावित होती है : 85%

(iv) नदी--बहाव प्रकार के संयंत्र (Run-of-River Type Plants) : मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) का अवधारण संयंत्रवार किया जाएगा जो दस–दिवस रूपांकन ऊर्जा आंकड़े पर आधारित होगा जिसे पूर्व के अनुभव के आधार पर, उसकी उपलब्धता/युक्तियुक्त होने की दशा में, संयत (moderated) किया जाएगा।

(ब) आयोग द्वारा मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के अवधारण में और छूट (allowance) प्रदान की जा सकेगी, उदाहरण के तौर पर, असामान्य गाद की समस्या अथवा अन्य प्रचालन शर्तें तथा संयंत्र की विदित परिसीमाएं।

(2) नवीन जल–विद्युत परियोजना के प्रकरण में, विकासक के पास आयोग को मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) के निर्धारण हेतु अग्रिम रूप से इस विनियम की उपकण्डिका 1(अ) तथा 1(ब) में दर्शाये गये सिद्धान्तों के आधार पर सम्पर्क करने का विकल्प भी विद्यमान होगा।

(3) उपरोक्त कण्डिकाओं के आधार पर, क्षमता प्रभारों की वसूली हेतु वर्तमान में प्रचालित किये जा रहे जल–विद्युत उत्पादक स्टेशनों के मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF) निम्नानुसार होंगे :–

स्टेशन	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता (मेगावाट में)	मानदण्डीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (NAPAF)
गांधी नगर	संग्रहण (Storage)	57.5	85%
पेंच	संग्रहण (Storage)	106.7	85%
राजघाट	संग्रहण (Storage)	22.5	85%
बरगी	संग्रहण (Storage)	90.0	85%
बाणसागर संकुल (सिलपारा को छोड़कर)	संग्रहण (Storage)	395.0	85%
सिलपारा	नदी बहाव आधारित मय जलाशय	30.0	90%
बिरसिंहपुर	संग्रहण (Storage)	20.0	85%
जवाहर सागर	संग्रहण (Storage)	49.5	85%
राणा प्रताप सागर	संग्रहण (Storage)	86.0	85%
मढ़ीखेड़ा	संग्रहण (Storage)	60.0	85%
सरदार सरोवर	संग्रहण (Storage)	1450.0	85%

(4) सहायक ऊर्जा खपत :

(ए) सतह पर स्थापित जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर रोटेटिंग एक्साईटर स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 0.7 प्रतिशत

(बी) सतह पर स्थापित जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन जिसमें स्थिर एक्साईटेशन प्रणाली स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 1 प्रतिशत

(सी) भूमिगत स्थापित जल--विद्युत उत्पादक स्टेशन जिनमें उत्पादक शाफ्ट पर रोटेटिंग एक्साईटर स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 0.9 प्रतिशत

(डी) भूमिगत स्थापित जल–विद्युत ऊर्जा उत्पादक स्टेशन जिनमें स्थिर एक्साइटेशन प्रणाली स्थापित है: – उत्पादित ऊर्जा का 1.2 प्रतिशत

50. जल विद्युत ऊर्जा स्टेशनों का प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses of Hydel Power Station)

51.1 विद्यमान जल विद्युत स्टेशतों को अनुज्ञेय प्रचालन एवं संधारण व्ययों में शामिल होंगे, कर्मचारी लागत (employee expenses), मरम्मत तथा अनुरक्षण (R&M) लागत तथा प्रशासनिक तथा सामान्य (A&G) लागत। इन मानदण्डों में कर्मचारियों को देय पेंशन, सेवान्त प्रसुविधाएं, प्रोत्साहन, बकाया राशि (Arrears) का भुगतान, शासन को देय कर तथा मप्रविनिआ को देय शुल्क (Fees) शामिल नहीं हैं। विद्युत उत्पादक कम्पनी शासन को देय दर, भाड़ा तथा करों की राशि रसायनों तथा उपभोग्य सामग्रियों का मूल्य, मप्रविनिआ को देय शुल्क तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई बकाया राशि का दावा वास्तविक आंकड़ों के आधार पर करेगी। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं संबंधी दावों को विनियम 26.5 के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

जल–विद्युत ऊर्जा स्टेशनों के प्रचालन तथा संधारण मानदण्ड

वर्ष	प्रचालन तथा संधारण व्यय ₹ लाख प्रति मेगावाट में
वित्तीय वर्ष 2013–14	11.23
वित्तीय वर्ष 2014–15	12.12
वित्तीय वर्ष 2015–16	13.09

50.2 दिनांक 1.4.2013 से अथवा उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन हेतु घोषित किये जाने वाले जल विद्युत उत्पादक स्टेशनों के प्रकरणों में आधार प्रचालन तथा संधारण व्यय (बोनस, पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं को सम्मिलित कर) आयोग द्वारा अनुज्ञेय किये गये वास्तविक पूंजीगत लागत के 1.5 प्रतिशत अनुसार पृथककरण तिथि तक (पुनर्वास तथा पुनर्व्यस्थापन की लागत को सम्मिलित न करते हुए) निर्धारित किये जाएंगे तथा ये अनुवर्ती वर्षों हेतु 7.93 प्रतिशत प्रतिवर्ष की वार्षिक वृद्धि के अध्यधीन होंगे।

51. कार्यकारी पूंजी (Working Capital):

51.1 कार्यकारी पूंजी में निम्न व्यय सम्मिलित होंगे:

(i) संधारण कलपुर्जे, प्रचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर से;

(ii) दो माह की स्थाई लागत के बराबर प्राप्ति योग्य सामग्रियों की लागतें; तथा

(iii) एक माह के प्रचालन तथा संधारण व्यय।

52. **राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभार/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार एवं पारेषण प्रभार (SLDC/RLDC/NLDC and Transmission Charges):.**

52.1 आयोग द्वारा अवधारित राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों तथा पारेषण प्रभारों को, इनका भुगतान उत्पादन स्टेशनों द्वारा किये जाने की दशा में, इन्हें व्यय में सम्मिलित माना जाएगा।

52.2 क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र प्रभार, जैसा कि वे केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अवधारित किये जाएं, को भी व्यय माना जाएगा, यदि ये विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा देय हों।

53. **जल–विद्युत उत्पादक स्टेशनों हेतु क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की गणना तथा भुगतान (Computation and payment of Capacity charges and Energy Charges for Hydro Generating Stations):**

53.1 किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन की वार्षिक स्थाई लागत की गणना इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर की जाएगी तथा इसकी वसूली मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित कर) तथा ऊर्जा प्रभार के अन्तर्गत की जाएगी जिसका भुगतान हितग्राहियों द्वारा उत्पादन स्टेशन की विक्रय योग्य क्षमता में उनके तत्संबंधी आवंटन के अनुपात में किया जाएगा अर्थात्, क्षमता अनुसार गृह राज्य को निशुल्क विद्युत को छोड़कर :

परन्तु उत्पादक स्टेशन की प्रथम इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तथा उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की मध्य की अवधि के दौरान वार्षिक लागत की गणना उत्पादक स्टेशन के अद्यतन कार्य पूर्ण किये जाने संबंधी लागत के आधार पर अनन्तिम रुप से की जाएगी, जिससे क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार भुगतान का अवधारण उक्त अवधि हेतु किया जा सके।

53.2 किसी कलेण्डर माह हेतु किसी जल विद्युत स्टेशन को भुगतान योग्य क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन को जोड़कर) निम्नानुसार होंगे :

AFCX0.5XNDM/NDYX(PAFM/NAPAF) (₹ में)

जहां,

AFC = वर्ष हेतु वार्षिक स्थाई लागत, ₹ में

NAPAF = मानदण्डीय संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NDM = माह के दौरान दिवस संख्या

NDY = वर्ष के दौरान दिवस संख्या

PAFM = माह के दौरान प्राप्त किया गया संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

53.3 मासिक संयंत्र उपलब्धता कारक (PAFM) की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PAFM = 1000 \sum_{i=1}^{i=N} DCi/\{NXICX(100-AUX)\}\%$$

जहां

AUX = मानदण्डीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DCi = माह के i वें दिवस हेतु घोषित क्षमता (एक्स–बस मेगावाट में) जो स्टेशन न्यूनतम 3 घंटे की अवधि में प्रदान करने में सक्षम हो जैसे कि इसे समन्वयन (Nodal) भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिवस की समाप्ति पर सत्यापित किया जाए

IC = सम्पूर्ण उत्पादक स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

N = माह के दौरान दिवस संख्या

53.4 ऊर्जा प्रभार का भुगतान प्रत्येक हितग्राही द्वारा, माह के दौरान कुल अनुसूचित प्रदाय योग्य ऊर्जा हेतु, निशुल्क ऊर्जा को घटाकर, यदि कोई हो, एक्स पावर संयंत्र आधार पर, गणना की गई ऊर्जा दर पर किया जाएगा। उत्पादक कम्पनी को माह के दौरान भुगतान योग्य ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होंगे :

(ऊर्जा प्रभार दर ₹ प्रति किलोवाट ऑवर में) X (माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस) किलोवॉट ऑवर में) X (100-FEHS)/100

53.5 किसी जल–विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु ऊर्जा प्रभार दर (Energy Charge Rate - ECR) का अवधारण ₹ प्रति किलोवाट ऑवर में, एक्स पॉवर प्लांट आधार पर तीन दशमलव बिन्दुओं तक निम्न सूत्र के आधार पर विनियम 53.7 के उपबंधों के अध्यधीन, किया जाएगा:

ECR = AFC X 0.5 X 10/ {DE X (100-AUX) X (100-FEHS)}

जहां,

DE = जल विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु वार्षिक रूपांकित ऊर्जा, मेगावाट ऑवर में, निम्न दर्शाये विनियम 53.6 के उपबंधों के अध्यधीन होगी

FEHS = गृह राज्य हेतु निशुल्क ऊर्जा, प्रतिशत में, जैसा कि इसे विनियम 47 में परिभाषित किया गया है

53.6 यदि किसी जल विद्युत उत्पादक स्टेशन द्वारा वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक कुल ऊर्जा रूपांकित ऊर्जा से कम हो जो विद्युत उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण से बाहर कतिपय कारणों से हो तो ऐसी दशा में प्रक्रम आधार पर (Rolling Basis) निम्न उपचारण किया जाएगा :

(i) यदि ऊर्जा में कमी, उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के 10 वर्षों के भीतर घटित हो, तो ऐसी दशा में ऊर्जा में कमी वाले वर्ष के बाद के वर्ष हेतु वार्षिक रूपांकित

ऊर्जा की गणना विनियम 53.5 में विनिर्दिष्ट सूत्र के आधार पर की जाएगी, इस संशोधन के साथ कि ऊर्जा में कमी वाले वर्ष के बाद के वर्ष हेतु वास्तविक उत्पादित ऊर्जा के बराबर माना जाएगा, जब तक ऊर्जा प्रभार में पूर्व वर्ष की कमी की क्षतिपूर्ति नहीं कर दी जाती, जिसके उपरान्त सामान्य ऊर्जा प्रभार दर (ECR) प्रयोज्य होगी;

(ii) यदि किसी उत्पादक स्टेशन की ऊर्जा में कमी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से 10 वर्ष के बाद घटित हो तो निम्न विधि अपनाई जाएगी :

माना कि स्टेशन हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक रूपांकित ऊर्जा DE मेगावाट ऑवर है तथा संबंधित (प्रथम) तथा उत्तरवर्ती (द्वितीय) वित्तीय वर्षों हेतु क्रमशः A1 तथा A2 मेगावाट ऑवर हो, जिसमें A1 की मात्रा डिजाईन एनर्जी (DE) से कम है। अतएव, रूपांकित ऊर्जा, जिस पर इस विनियम की कण्डिका 53.5 में दर्शाये गये सूत्र के अनुसार तृतीय वित्तीय वर्ष हेतु ऊर्जा प्रभार दर (ECR) की गणना हेतु विचार किया जाएगा, इसे (A1 + A2 - DE) मेगावाट ऑवर के अनुसार संयत (Moderate) किया जाएगा, जो अधिकतम DE मेगावाट ऑवर तथा न्यूनतम A1 मेगावाट ऑवर के अध्यधीन होगा ।

(iii) वास्तविक उत्पादित ऊर्जा (उदाहरणः A1, A2) की गणना स्टेशन से शुद्ध पारेषित ऊर्जा को 100 / (100–AUX) के गुणनफल द्वारा की जाएगी।

53.7 यदि किसी जल–विद्युत स्टेशन हेतु ऊर्जा प्रभार दर (ECR) जैसा कि इसकी गणना उपरोक्त कण्डिका 53.5 में की गई है, 80 पैसे प्रति किलोवाट से अधिक हो तथा वर्ष के दौरान वास्तविक विक्रय योग्य ऊर्जा {DE X (100-AUX) x (100-FEHS)/1000} मेगावाट ऑवर से अधिक हो तो ऊर्जा हेतु ऊर्जा प्रभार की गणना उपरोक्त से अधिक हेतु, केवल 80 पैसे प्रति किलोवॉट ऑवर की दर से की जाएगी :

> परन्तु किसी वर्ष के दौरान ऐसे वर्ष के बाद जब कुल उत्पादित ऊर्जा रूपांकित ऊर्जा से कम हो, जो उत्पादक कम्पनी के नियंत्रण से बाहर कतिपय कारणों से हो, तो ऐसी दशा में ऊर्जा प्रभार दर को 80 पैसे प्रति किलोवॉट की दर तक कम कर दिया जाएगा, जब पूर्व वर्ष के ऊर्जा प्रभार में कमी की क्षतिपूर्ति कर ली गई हो ।

53.8 संबंधित भार प्रेषण केन्द्र हितग्राहियों से विचार–विमर्श कर जल–विद्युत उत्पादक स्टेशनों हेतु घोषित की गई उपलब्ध समस्त ऊर्जा की अनुकूलतम उपयोगिता हेतु अनुसूचियों को अन्तिम रूप देगा जिसे समस्त हितग्राहियों को उत्पादक स्टेशन के तत्संबंधी आवंटन हेतु अनुसूचित किया जाएगा।

54. प्रोत्साहन (Incentive):

54.1 प्रोत्साहन वसूल की गई क्षमता प्रभार तथा परिवर्तनीय प्रभार का भाग होगा । इस हेतु कोई पृथक प्रोत्साहन प्रदान नहीं किया जाएगा।

55. अनुसूचीकरण (Scheduling):

55.1 किसी जल विद्युत उत्पादक स्टेशन हेतु अनुसूचीकरण बाबत् कार्यविधि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट ग्रिड संहिता में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी ।

56. मापयंत्रण पद्धति एवं लेखांकन (Metering and Accounting):

56.1 विनियम 46 के उपबंध जल–विद्युत स्टेशनों हेतु भी लागू होंगे ।

57. बिलिंग तथा भुगतान (Billing and Payment):

57.1 विनियम 47 के उपबंध जल–विद्युत स्टेशनों हेतु भी लागू होंगे ।

58. विद्युत शुल्क, उपकर तथा जल प्रभार (Electricity Duty, Cess and Water Charges):

58.1 यदि विद्युत उत्पादक कंपनी द्वारा विद्युत उत्पादन के प्रयोजन हेतु, विद्युत शुल्क तथा उपकर एवं जल प्रभार भुगतान योग्य हों, तो इन्हें आयोग द्वारा अनुज्ञेय किया जा सकेगा तथा इसका सत्यापन जल–विद्युत स्टेशनों हेतु वास्तविक भुगतान के आधार पर किया जाएगा।

अध्याय–पांच
विविध

59. अनुमोदित स्वच्छ विकास कार्यविधि (Clean Development Mechanism-CDM) को कार्बन आकलन (Carbon Credit) से प्राप्तियों का परस्पर बंटवारा निम्न विधि द्वारा किया जाएगा, अर्थात्–

(अ) स्वच्छ विकास कार्यविधि के कारण सकल प्राप्तियों की 100 प्रतिशत राशि परियोजना के विकासकर्ता द्वारा उत्पादक स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के प्रथम वर्ष में स्वयं के पास रखी जाएगी ।

(ब) द्वितीय वर्ष में, हितग्राहियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा, जिसमें उत्तरोत्तर प्रतिवर्ष 10 प्रतिशत की दर से वृद्धि की जाएगी, जिसे कि 50 प्रतिशत तक पहुंचाने के उपरान्त, प्राप्तियों की उत्पादक कम्पनी तथा हितग्राहियों द्वारा समान अनुपात में बंटवारा किया जाएगा ।

60. मानदण्डों से विचलन :

60.1 उत्पादक कम्पनी द्वारा विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ का अवधारण इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से विचलन किये जाने पर निम्न शर्तों के अध्यधीन अवधारित किया जा सकेगा :

(अ) परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत, समतुल्य टैरिफ दर जिसकी गणना केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा समय–समय पर अधिसूचित छूट (discounting) कारक पर आधारित मानदण्डों से विचलन के आधार पर अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत परियोजनाओं हेतु की गई हो, बशर्ते यह इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार की गई गणना से अधिक न हो ।

(ब) कोई भी विचलन आयोग के अनुमोदन पश्चात् ही प्रभावशील होगा जिस हेतु विद्युत उत्पादक कम्पनी को आवेदन प्रस्तुत करना होगा।

61. कठिनाइयां दूर करने संबंधी शक्ति :

61.1. यदि इन विनियमों के किसी भी उपबन्ध को मूर्त रूप देने में कोई कठिनाई आती हो तो आयोग किसी सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा अनुज्ञप्तिधारी को ऐसा कार्य करने अथवा उत्तरदायित्व संभालने हेतु निर्देशित कर सकता है जो आयोग के मत में कठिनाइयां दूर करने हेतु आवश्यक अथवा वांछनीय हैं ।

62. संशोधन हेतु शक्ति :

62.1 आयोग किसी भी समय इन विनियम के उपबन्धों में जोड़ने, बदलने, परिवर्तन करने, सुधारने अथवा संशोधन संबंधी प्रक्रिया कर सकेगा ।

63. निरसन तथा व्यावृति :

63.1 विनियम नामतः "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2009 {आरजी–26(1) वर्ष 2009}" जो राजपत्र की अधिसूचना दिनांक 8.5. 2009 द्वारा संशोधनों के साथ सहपठित है, जैसा कि वह इस विनियम की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद् द्वारा निरस्त किया जाता है।

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

63.3 इन विनियमों में किया गया कोई भी उल्लेख आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता में मामलों में व्यवहार करने के लिये एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगा, जो यद्यपि इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों के परिपेक्ष्य में और इसके कारणों को अभिलिखित करते हुए, आवश्यक या समीचीन समझता हो ।

63.4 इन विनियमों में किया गया कोई भी उल्लेख स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के आधीन किसी मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगा, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित नहीं की गई हो और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी कार्यवाही कर सकता है और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या कृत्य कर सकता है, जैसा कि आयोग उचित समझता है ।

आयोग के आदेशानुसार,
पी. के. चतुर्वेदी, आयोग सचिव.

परिशिष्ट–1

परियोजनाओं को पूर्ण किये जाने संबंधी कालावधि
(देखें विनियम 22)

1. परियोजना को पूर्ण किये जाने संबंधी कालावधि विद्युत उत्पादक कंपनी के संचालक मण्डल द्वारा अनुमोदित निवेश तिथि से इकाईयों अथवा इकाईयों के खण्ड की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के अनुसार मानी जाएगी।

2. समय–सीमा की अवधि माह में निम्न पैरा तथा तालिकाओं में दर्शाई गई है;

(अ) ताप विद्युत परियोजनाएँ– कोयला/लिग्नाईट पावर संयंत्र

इकाई का आकार 200/210/250/300/330 मेगावाट तथा 45 मेगावाट/125 मेगावाट सी.एफ.बी.सी. प्रौद्योगिकी

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 33 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 31 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 250 मेगावाट सीएफबीसी प्रौद्योगिकी

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 36 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 34 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 4 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 500/600 मेगावाट

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 44 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 42 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

इकाई का आकार 660/800 मेगावाट

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं हेतु 52 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 50 माह। अनुवर्ती इकाईओं हेतु प्रति इकाई 6 माह के अंतराल से।

संयुक्त चक्र ऊर्जा संयंत्र

गैस टरबाईन आकार 100 मेगावाट तक (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं के प्रथम खण्ड (Block) हेतु 26 माह। अनुवर्ती खण्डों हेतु 2 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 24 माह। अनुवर्ती खण्ड हेतु 2 माह के अंतराल से।

गैस टरबाईन आकार 100 मेगावाट से अधिक (आईएसओ रेटिंग)

(क) ग्रीन–फील्ड परियोजनाओं के प्रथम खण्ड (Block) हेतु 30 माह। अनुवर्ती खण्डों हेतु 4 माह के अंतराल से।

(ख) विस्तार परियोजनाओं हेतु 28 माह। अनुवर्ती खण्ड हेतु 4 माह के अंतरालं

(ब) जल–विद्युत परियोजनाएं: जल विद्युत परियोजनाओं हेतु अर्हताकारी समय–सीमा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिनियम की धारा 8 के अंतर्गत जारी की गई मूल सम्मति के अनुरूप होगी।

परिशिष्ट--2

अवमूल्यन अनुसूची (Depreciation Schedule)

सरल क्रमांक	परिसंपत्ति का विवरण	अवमूल्यन दर (उपादेय (Salvage) मूल्य = 10%)सरल रेखा विधि (SLM) द्वारा
ए	संपूर्ण स्वामित्व के अंतर्गत भूमि	0.00%
बी	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(क)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(ख)	स्थल की सफाई हेतु	3.34%
(ग)	जल--विद्युत परियोजना के प्रकरण में जलाशय हेतु भूमि	3.34%
सी	नवीन क्रय की गई परिसंपत्तियां	
(क)	उत्पादक स्टेशनों पर संयंत्र तथा मशीनरी	
(i)	जल--विद्युत	5.28%
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी तथा वेस्ट हीट रिकवरी वाष्पयंत्र	5.28%
(iii)	डीजल, विद्युत तथा गैस संयंत्र	5.28%
(ख)	कूलिंग टावर तथा परिचालित जल प्रणालियां	5.28%
(ग)	द्रव चालित कार्य जो निम्न द्रवप्रणालियों के भाग हैं	
(i)	बांध, स्पिलबे,वीयर, नहरें, लौहयुक्त, कांक्रीट फ्यूल तथा सायफन	5.28%
(ii)	लोहयुक्त कांक्रीट पाईपलाईनें तथा सर्ज टैंक, लौह पाईपलाईन, स्लूसगेट, इस्पातयुक्त सर्ज टैंक, द्रवचालित नियंत्रण वाल्व तथा द्रवचालित कार्य	5.28%
(घ)	भवन तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय तथा शोरूम	3.34%
(ii)	ताप--ऊर्जा--विद्युत उत्पादक संयंत्र युक्त	3.34%
(iii)	जल--विद्युत उत्पादक संयंत्र से युक्त	3.34%
(iv)	अस्थाई निर्माण कार्य जैसे काष्ठ संरचनाएं	100%
(v)	कच्ची सड़कों के अतिरिक्त, अन्य सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
(ड.)	ट्रांसफार्मर गुमटियां, उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई यंत्र	
(i)	ट्रांसफार्मर, नींव सम्मिलित कर जिनकी क्षमता 100 केवीए से अधिक हो	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
(च)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	5.28%
(छ)	तड़ित चालक	
(i)	स्टेशन प्रकार	5.28%
(ii)	पोल प्रकार	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनस कन्डेन्सर	5.28%
(ज)	बैटरियां	5.28%
(i)	भूमिगत केबल, संयुक्त बाक्स तथा विच्छेदित बाक्स सम्मिलित कर	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
(झ)	शिरोपरि तन्तुगथ, केबल टेका को सम्मिलित कर	
(i)	फेब्रिकेटेड स्टील पर तन्तुपथ, जो 66 केवी से अधिक की टर्मिनल वोल्टेज पर प्रचालित है	5.28%

(ii)	इस्पात टेका पर तन्तुपथ जो 13.2 केवी से अधिक तथा 66 केवी से कम वोल्टेज पर प्रचलित है	5.28%
(iii)	लौहयुक्त कांक्रीट टेका अथवा इस्पात युक्त टेका पर तन्तुपथ	5.28%
(iv)	उपचारित काष्ठ टेका पर तन्तुपथ	5.28%
	लाइनें	
(ञ)	मापयंत्र (मीटर)	5.28%
(त)	स्वचालित वाहन	9.50%
(थ)	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्थिर	5.28%
(ii)	वहनीय	9.50%
द (i)	कार्यालयीन फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
(ii)	कार्यालयीन उपकरण	6.33%
(iii)	आंतरिक वायरिंग तथा फर्निशिंग	6.33%
(iv)	पथ–प्रकाश की फिटिंग्स	5.28%
(घ)	किराये पर प्रदाय किये गये यंत्र	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
(न)	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति संवाहक प्रणाली	6.33%
(ii)	दूरभाष लाइनें तथा दूरभाष	6.33%
(प)	संसूचना प्रौद्योगिकी उपकरण	15.00%
(फ)	ऐसी समस्त परिसंपत्तियां जो उपरोक्त के अंतर्गत सम्मिलित नहीं की गई हैं	5.28%

Bhopal, 12th December, 2012

No.3410/MPERC/2012. In exercise of powers conferred by Section 181(2)(zd) read with Section 61 of the Electricity Act, 2003 (No.36 of 2003), the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations:

MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (TERMS AND CONDITIONS FOR DETERMINATION OF GENERATION TARIFF) (REVISION-II) REGULATIONS, 2012 {RG-26 (II) OF 2012}

PREAMBLE

Whereas the first control period of MPERC (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulation's 2005 (G-26 of 2005) expired on 31st March, 2009, the Commission notified revision {RG-26(I) of 2009} of these Regulation dated 30th April, 2009 on 08th May 2009 to specify the principles and methodologies for the second MYT control period from FY 2009-10 to FY 2011-12. The Commission vide 2nd amendment dated 24th February, 2012 extended the control period up to March, 2013. In order to specify the terms and conditions of Generation tariff for the next control period of FY 2013-14 to FY 2015-16, these Regulations are being notified.

CHAPTER-I
PRELIMINARY

1. Short title and commencement :

1.1 These Regulations shall be called **"Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) (Revision-II) Regulations, 2012. {RG-26 (II) of 2012}".**

1.2 These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.

1.3 These Regulations shall come into force from 1.4.2013, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period up to 31.03.2016 from the date of commencement:

Provided that where a Project, or a part thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these Regulations and whose Tariff has not been finally determined by the Commission till that date, Tariff in respect of such Project or such part thereof, as the case may be, for the period ending 31.3.2013 shall be determined in accordance with the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2009 and its amendments.

2. Scope and extent of application

2.1 These Regulations shall apply in all cases of determination of generation tariff for a generating station or a unit thereof (other than those based on non-conventional energy sources) under Section 62 of the Electricity Act, 2003 for supply of electricity to a Distribution Licensee, but shall not apply where Tariff has been determined through the transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government as per the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003.

3. Norms of Operation to be threshold norms

3.1 For removal of doubts, it is clarified that the norms of operation specified under these Regulations are the threshold norms and this shall not preclude the Generating Company and Beneficiaries from agreeing to improved norms of operation and in such case the improved norms shall be applicable for determination of Tariff.

4. Definitions

4.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires,

(a) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(b) "Accounting Statement" means for each financial year the following statements, namely-

(i) Balance sheet, prepared in accordance with the form contained in Part I of Schedule VI to the Companies Act, 1956; together with notes thereto, and such other supporting statements and information as the Commission may direct from time to time;

(ii) Profit and loss account, complying with the requirements contained in Part II of Schedule VI to the Companies Act, 1956

(iii) Cash flow statement, prepared in accordance with the Accounting Standard on Cash Flow Statement (AS-3) of the Institute of Chartered Accountants of India;

(iv) Report of the statutory auditor(s) of the Generating Company;

(v) Directors' report and accounting policies; and

(vi) Cost records if any, prescribed by the Central Government under Section 209(1)(d) of the Companies Act, 1956,

(c) "Additional Capitalization" means the capital Expenditure Incurred or Projected to be incurred, after the Date of Commercial operation of the Project and admitted by the Commission after prudent check, subject to provisions of Regulation 20;

(d) "Auxiliary Energy Consumption (AUX)" in relation to a period means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station and transformer losses within the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the Units of the generating station,

(e) "Auditor" means an auditor appointed by the Generating Company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B, and 619 of the Companies Act, 1956 (1of 1956) or any other law for the time being in force.

(f) "Beneficiary" in relation to a generating station means the person purchasing electricity generated at such a generating station whose Tariff is determined under these Regulations;

(g) "Block" in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine-generators, associated waste heat recovery boilers, connected steam turbine – generator and auxiliaries;

(h) "Commission" shall mean the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission;

(i) "Change in Law" means occurrence of any of the following events:

(i) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of any law; or

(ii) change in interpretation of any law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation; or

(iii) change by any competent statutory authority, in any consent, approval or Licensee available or obtained for the Project.

(j) "Cut off date" means 31st March of the year closing after two years of the year of commercial operation of the Project, and in case the Project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the Cut off date shall be 31st March of the year closing after three years of the year of commercial operation;

(k) "Day" means the continuous period of 24 hours starting at 0000 hours

(l) "Date of Commercial Operation (COD)" means

(i) in relation to a Unit or Block of the thermal generating station, the date declared by the Generating Company after demonstrating the Maximum Continuous Rating (MCR) or the Installed Capacity (IC) through a successful trial run after notice to the Beneficiaries, from 0000 hour of which scheduling process as per MP Electricity Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the Date of Commercial Operation of the last Unit or Block of the generating station;

(ii) in relation to a Unit of hydro generating station, the date declared by the Generating Company after notice to the Beneficiaries, from 0000 hour of which scheduling process as per MP Electricity Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the Generating Company after demonstrating peaking capability corresponding to Installed Capacity of the generating station through a successful trial run, after notice to the Beneficiaries;

Note

1. In case the Hydro generating station is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the Installed Capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the Date of Commercial operation of the last Unit of the generating station shall be considered as the Date of Commercial Operation of the generating station as a whole, provided that it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to Installed Capacity of the generating Unit or the generating station as and when such reservoir /pond level is achieved.

2. Similar conditions shall be applicable for purely run-of-river hydro generating station if the Unit or the generating station is declared under commercial operation during lean inflow periods when the water is not sufficient for such demonstration.

(m) "Declared Capacity (DC)" in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any Time-Block of the Day or whole of the Day, duly taking into account the availability of fuel or water and subject to further qualification in the relevant Regulation;

(n) "Design Energy" shall mean the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% Installed Capacity of the hydro generating station;

(o) "Existing generating project" means the project declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2012.

(p) "Expenditure Incurred" means the fund, whether the equity or debt or both actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released.

(q) "Generating Company" means any Company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a generating station;

(r) "Generation Tariff" shall mean Tariff for ex- bus supply of electricity from a generating station;

(s) "Gross Calorific Value (GCV)" in relation to a thermal power generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

(t) "Gross Station Heat Rate (GHR)" means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a Thermal generating station;

(u) "Infirm Power" means electricity injected into the grid prior to commercial operation of a Unit or Block of the generating station;

(v) "Installed Capacity (IC)" means the summation of the nameplate capacities of all the Units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;

(w) "Licensee" means a person who has been granted licence under Section 14 of the Act;

(x) "Maximum Continuous Rating (MCR)" in relation to a Unit of the thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a Block of a combined cycle thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(y) "Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)" in relation to a generating station means the availability factor as specified in Regulation 35 for thermal generating station and in Regulation 49 for hydro generating station.

(z) "Officer" means an Officer of the Commission;

(aa) "Operation and Maintenance Expenses (O&M Expenses)" means the expenditure incurred on operation and maintenance of the Project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, insurance and overheads.

(bb) "Original Project Cost" means the capital expenditure Incurred by the Generating Company within the original scope of the Project up to the Cut-off date, as admitted by the Commission.

(cc) "Plant Availability Factor (PAF)" in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the Days during that period expressed as a percentage of the Installed Capacity in MW reduced by the normative Auxiliary Energy Consumption.

(dd) "Project" means a generating station and in case of a Hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

(ee) "Run-of-river power station" means a Hydro electric power generating station which has no upstream pondage;

(ff) "Run - of-river power station with pondage" means a hydro electric power generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(gg) "Scheduled Generation (SG)" at any time or for any period or Time Block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the State Load Despatch Centre;

(hh) "Scheduled Energy" means the quantum of energy scheduled by the State Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station over a Day;

(ii) "Secretary" means Commission Secretary;

(jj) "Storage Type Power Station" means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of power according to demand;

(kk) "Tariff" shall mean the schedule of charges for generation and bulk supply of electricity together with terms and conditions applicable thereof;

(ll) "Tariff period" shall mean the period for which Tariff principles as determined by the Commission under these Regulations are applicable;

(mm) "Time Block" shall mean a Block of 15 minutes starting from 0000 hour;

(nn) "Useful life" in relation to a Unit of a generating station from the COD shall mean the following, namely

(a)	Coal/Lignite based thermal generating station	25 years
(b)	Gas/Liquid fuel based thermal generating station	25 years
(c)	Hydro generating station	35 years

(oo) "Unscheduled Interchange (UI)" shall mean Unscheduled Interchanges as defined in Indian Electricity Grid Code;

(pp) "Unit" in relation to a thermal power generating station other than combined cycle thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal power generating station, means turbine-generator and auxiliaries; and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(qq) "Year" shall mean financial year.

4.2 Words or expressions occurring in these Regulations and not defined shall bear the same meaning as in the Act.

5. Determination of Tariff

5.1. Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or a stage or unit or block of the generating station.

6. Principles for Tariff determination

6.1. The Commission, while specifying the terms and conditions for the determination of Tariff under these Regulations, is guided by the principles contained in Section 61 of the Act.

6.2. These Regulations intend to encourage Generating Company to operate on sound commercial principles. The return on equity allowable to Generating Company shall depend upon its performance relative to the benchmark levels of the operating parameters fixed by the Commission. Only prudent capital expenditure shall be considered for inclusion in the asset base.

6.3. The Multi-Year Tariff Principles adopted in these Regulations seek to promote competition, adoption of commercial principles, efficient working of the Generating Company and are based on the Central Electricity Regulatory Commission (CERC)'s principles. The operating and cost parameters for the Tariff period have been prescribed after duly considering the past performance, performance of similarly placed Units, fuel, vintage of equipments, nature of operation and capability of achievement in view of past performance for many years. The allowable Tariffs shall be determined in accordance with these norms. The Generating Company is allowed to retain most of the savings as a reward for performance better than those prescribed in these Regulations. This is expected to incentivise the Generating Company for efficient performance and economical use of resources. The Beneficiaries shall also benefit from the efficient performance and economical use of resources by the Generating Company through lowering of Tariffs and improvement in availability and Plant Load Factor of generating stations.

6.4. The terms and conditions prescribed in these Regulations are for conventional energy sources.

7. Procedure for making applications for determination of Tariffs

7.1. The generating company may make an application for determination of tariff in accordance with Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Details to be furnished and fee payable by licensee or by the Generating Company for determination of tariff and manner of making application) Regulations, 2004, as amended from time to time.

7.2. The Commission shall, at all times, have the authority, either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the Tariff, including terms and conditions thereof, of Generating Company and shall initiate the process of such determination in accordance with the procedure as may be specified:

> Provided that the proceedings for such determination of Tariff, including terms and conditions thereof, shall be in the same manner as set out in the Conduct of Business Regulations, as amended from time to time.

7.3. The Generating Company shall provide, as part of the application to the Commission, in such formats, in hard and soft copy, as may be required by the Commission. The Generating Company shall necessarily provide details Unit-wise and Station wise as envisaged in the formats to enable the Commission to determine the Tariff, as required.

7.4. The Generating Company shall make an application as per these Regulations, for determination of tariff based on capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred duly certified by the auditors or projected to be incurred during the tariff period of the generating station:

The Generating Company is required to furnish all such additional information or particulars or documents as may be considered necessary for the purpose of processing the application:

Provided that in case of an existing project, the application shall be based on admitted capital cost including any additional capitalization already admitted up to 31.3.2013 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period FY 2013-14 to FY2015-16:

Provided further that application shall contain details of underlying assumptions for projected capital cost and additional capital expenditure, where applicable.

7.5. Upon receipt of the complete application accompanied by all requisite information, particulars and documents in compliance with all the requirements, the application shall be deemed to have been received and the Commission or the Secretary or the Officer designated for the purpose by the Commission shall intimate to the Generating Company that the application is ready for publication, in such abridged form and manner, as may be specified [Refer MPERC (Details to be furnished and fees payable by Licensee or Generating Company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulation 2004 as amended from time to time]. The Generating Company shall put all the details of the petition filed before the Commission on its website not later than 3 working days of its acceptance by the Commission.

7.6. The Generating Company shall furnish to the Commission all such books and records (or certified true copies thereof), including the Accounting Statements, operational and cost data, as may be required by the Commission for determination of Tariff.

7.7. The Commission may, if deemed necessary, make available to any person, at any time, such information as has been provided by the Generating Company to the Commission including abstracts of such books and records (or certified true copies thereof):

Provided that the Commission may, by order, direct that any information, documents and papers/materials maintained by the Commission, shall be confidential or privileged and shall not be available for inspection or supply of certified copies, and the Commission may also direct that such document, papers or materials shall not be used in any manner except as specifically authorised by the Commission.

8. Methodology for Determination of Tariff and True-up

8.1. The Commission shall define Tariff period for the Generating Company from time to time. The principles for Tariff determination shall be applicable for the duration of the Tariff period. The principles that guide Tariff determination for the next Tariff period shall be valid for a period upto 31st March, 2016 from 1st April, 2013.

8.2. Tariff in respect of a Generating Company under these Regulations shall be determined Unit-wise or for a group of Units. However, when a new generating Unit is added after 1.4.2013, the Commission shall determine separate Tariff for such new Unit(s). The Generating Company shall submit separate calculations in respect of each generating station giving break-up for Units prior to 1.4.2013 and Units added thereafter.

8.3. For the purpose of Tariff, the capital cost of the Project shall be segregated into stages and by distinct Units forming part of the Project. Where the Stage-wise, Unit-wise break-up of the capital cost of the Project is not available and in case of on-going Projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the capacity of the Units. In relation to Multi-purpose Hydroelectric Projects with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to power component of the Project only shall be considered for determination of Tariff.

Explanation: "Project" includes a generation station.

8.4 A Generating Company shall file a petition at the beginning of the Tariff period. A review shall be undertaken by the Commission to scrutinize and true up the Tariff on the basis of the capital expenditure and additional capital expenditure actually incurred in the Year for which the true up is being requested. The Generating Company shall submit for the purpose of truing up, details of capital expenditure and additional capital expenditure incurred for the period from 1.4.2013 to 31.3.2016, duly audited and certified by the auditors.

8.5 If the Tariff already recovered is more than the Tariff determined after true up, the Generating Company shall refund to the Beneficiaries the excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to State Bank of India's Base Rate as on 1st of April of that year plus 3.50%. Similarly, in case the Tariff already recovered is less than the Tariff determined after true up, the Generating Company shall recover from the Beneficiaries, the less recovered amount along with simple interest at the rate equal to State Bank of India's Base Rate as on 1st of April of that year plus 3.50% subject to adhering to the timelines specified by the Commission for filling of True-up application. In case, it is found that the filling of True-up is delayed due to the reasons attributable to the Generating Company, the under recovery shall not bear any interest.

8.6 The Tariff and True-up filing in hard and soft copy shall be in accordance with and in the formats specified in MPERC (Details to be furnished and fees payable by Licensee or Generating Company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 as amended from time to time by 15th November every year or within 30 days of notification of concerned Regulations, which ever is later.

8.7 A Distribution Licensee owning and operating a generating station shall maintain and submit separate accounts of its generation business, licensed business, and other business.

9 Submission of Annual Accounts, Reports etc

9.1 The Generating Company shall submit annual accounts and such other information in a form as may be specified by the Commission. In addition to the submission of annual accounts, the Generating Company shall be required to comply with the information requirements of various Regulations and Codes notified by the Commission from time to time.

9.2 In the absence of submission of the required information by the Generating Company, the Commission may initiate Suo-motu proceedings.

10 Periodicity of Tariff determination

10.1 No Tariff or part of any Tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any financial Year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of these Regulations. The Commission may, after satisfying itself for reasons to be recorded in writing, allow for other revision of Tariff.

10.2 Subject to the other provisions of these Regulations, the expenses allowed to be recovered for any year, shall be subject to adjustments in any tariff to be determined for the subsequent period if the Commission is satisfied that such adjustment for the excess amount or shortfall in the amount actually realized or expenses incurred is necessary and the same is not on account of any reason attributable and within the control of the Generating Company.

11 Hearings

11.1 The procedure of hearing on the Tariff application shall be as specified in MPERC (Details to be furnished and fees payable by Generating Company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations 2004, as amended from time to time.

12 Orders of the Commission

12.1 The Commission, after the petition has been filed, may require the Generating Company to furnish any further information, particulars, documents, public records etc as the Commission may consider appropriate to enable the Commission to check and review the petitioner's calculations, assumptions and assertions.

12.2 After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders in accordance with the provisions of the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Details to be furnished and fees payable by Generating Company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 as amended from time to time.

13 Charging of Tariff other than approved

13.1 Any Generating Company found to be charging a Tariff different from the one approved by the Commission from the Beneficiaries shall be deemed to have not complied with the directions of the Commission and shall be liable to be proceeded against under Section 146 of the Act without prejudice to any other liability incurred by the Generating Company under any other provisions of the Act. In case the amount recovered exceeds the amount allowed by the Commission, the excess amount so recovered shall be refunded to the Beneficiaries who have paid such excess charges, along with simple interest for that period equivalent to the State Bank of India's Base Rate as on 1st of April of that year plus 3.50%, besides any other penalty that may be imposed by the Commission.

14 Annual review of the Generating Company

14.1 The Generating Company shall submit periodic returns as may be specified, containing operational and cost data to enable the Commission to monitor the implementation of its order.

14.2 The Generating Company shall submit to the Commission annual statements of its performance and accounts including latest report of audited accounts.

CHAPTER-II
PRINCIPLES & METHODOLOGY FOR DETERMINATION OF TARIFF

15 Petition for determination of Tariff

15.1 The Generating Company shall file a petition for determination of Tariff for supply of electricity to a Beneficiary complying with provision of these Regulations and MPERC (Details to be furnished and fee payable by Licensee or Generating Company for determination of Tariff and manner of making application) Regulations 2004 as amended from time to time.

15.2 The Generating Company shall file petition for determination of Tariff based on the principles prescribed by the Commission in these Regulations. These principles shall be implemented from 1st April, 2013 and applicable for a period up to 31st March, 2016:

Provided that in case of an existing Project, the application shall be based on admitted capital cost including any Additional Capitalization already admitted up to 31.3.2013 and estimated additional capital expenditure for the respective Years of the Tariff period 2013-16.

15.3 In case of the existing Projects, the Generating Company shall continue to provisionally bill the Beneficiaries based on the Tariff approved by the Commission and applicable as on 31.3.2013 for the period starting from 1.4.2013 till approval of Tariff by the Commission in accordance with these Regulations:

Provided that where the Tariff provisionally billed exceeds or falls short of the final Tariff approved by the Commission under these Regulations, the Generating Company, shall refund to or recover from the Beneficiaries, within six months from the date of determination of final Tariff under these Regulations along with simple interest at the rate equal to the State Bank of India's Base Rate as on 1st of April of that year plus 3.50%."

15.4 Where application for determination of tariff of an existing or a new project has been filed before the Commission in accordance with Clause 15.1 and Clause 15.2 of this Regulation, the Commission may consider in its discretion to grant provisional tariff upto 95% of the annual fixed cost of the project after prudence check subject to adjustment as per proviso to clause 15.3 of this Regulation after the final tariff order has been issued:

Provided that recovery of capacity charge and energy charge, as the case may be, in respect of the existing or new project for which provisional tariff has been granted shall be made in accordance with the relevant provisions of these Regulations.

16 CERC's Principles

16.1 The Commission, while framing these Regulations has been guided by the principles and methodologies specified by the Central Commission (CERC) in its Notification dated 19.01.2009 on terms and conditions of Tariff Regulation, 2009 effective from 1.04.2009.

17 Capital Cost

17.1 Capital cost for a Project shall include:

(a) the Expenditure Incurred or Projected to be incurred on original scope of work, including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan - (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed, - up to the Date of Commercial operation of the Project, as admitted by the Commission, after prudent check shall form the basis for determination of Tariff.

(b) capitalized initial spares subject to the ceiling norms as specified below:

(i) Coal-based/lignite-fired thermal generating stations - 2.5% of original Project Cost.
(ii) Hydro generating stations - 1.5% of original Project Cost.

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost under first proviso to 17.2, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified herein.

(c) additional capital expenditure determined under Regulation 20.

17.2 Subject to prudent check, the capital cost admitted by the Commission shall form the basis for determination of Tariff:

Provided that, prudent check of capital cost may be carried out based on the benchmark norms specified by the Central Commission from time to time :

Provided further that in cases where benchmark norms have not been specified by the Central Commission, prudent check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of Tariff :

Provided also that the Commission has issued guidelines for vetting of capital cost of hydro-electric Projects by independent agency or expert and the capital cost as vetted by such agency or expert shall be considered by the Commission while determining the Tariff for the new hydro generating station:

Provided also that in case the site of a Hydro generating station is awarded to a developer (not being a State controlled or owned Company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, any Expenditure Incurred or committed to be incurred by the Project developer for getting the Project site allotted shall not be included in the capital cost :

Provided also that the capital cost in case of such hydro generating station shall include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the Project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and
(b) cost of the developer's 10% contribution towards Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) Project in the affected area :

Provided also that where the power purchase agreement entered into between the Generating Company and the Beneficiaries or the implementation agreement provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of Tariff :

Provided also that in case of the existing Projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2013 duly trued up by excluding un-discharged liability, if any, as on 1.4.2013 and the additional capital expenditure projected to be incurred for the respective Year of the Tariff period during 2013-16, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of Tariff.

18 Renovation and Modernisation

18.1 The Generating Company, for meeting the expenditure on Renovation and Modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the Useful life of the generating station or a Unit thereof, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, consent of Beneficiaries and any other information considered to be relevant by the Generating Company.

18.2 Where the Generating Company makes an application for approval of R&M proposal, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

18.3 Any expenditure actually incurred or projected to be incurred as admitted by the Commission after prudent check based on the estimates of Renovation and Modernization expenditure and life extension, and after writing off the original amount of the replaced assets and deducting the accumulated depreciation already recovered from the Original Project Cost, shall form the basis for determination of Tariff.

18.4 The Generating Company in case of thermal generating station, may, in its discretion, avail of a special allowance either for a Unit or a group of Units as compensation for meeting the requirement of expenses including Renovation and Modernisation beyond the Useful life of the generating station or a Unit thereof, and in such an event revision of the capital cost shall not be considered and the applicable operational norms shall not be relaxed but the special allowance shall be included in the annual fixed cost :

Provided further that the option once exercised shall be final and shall not be allowed to be changed:

Provided also that such option shall not be available for a generating station for which Renovation and Modernization has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before commencement of these Regulations, or for a generating station or Unit which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms. An appropriate reduction in NAPAF (Normative Annual Plant Availability Factor) of such a generating Unit whose R&M proposal is approved by the Commission as per Regulation 18.1, shall be considered by the Commission for the Year in which R&M of Unit is undertaken. However, the operational norms for such generating Unit shall be reviewed by the Commission keeping in view the objectives of R&M works. The Generating Company shall file the expected improvement in norms in its DPR of R&M and the envisaged improvement in operational norms shall be applicable for that particular generating Unit after completion of R&M works.

18.5 A Generating Company on opting for alternative option in Regulation 18.4 of this Regulation shall be allowed special allowance @ Rs.7.50 lakh/MW/Year in 2013-14 and thereafter escalated @ 7.93 % every Year during the Tariff period in 2013-16, Unit-wise from the next financial Year from the respective date of the completion of Useful life with reference to the COD of respective Units of generating station.

Provided that in respect of a Unit in commercial operation for more than 25 Years as on 1.4.2013, this allowance shall be admissible from the Year 2013-14.

19 Sale of Infirm Power

19.1 Infirm Power shall be accounted as Unscheduled Interchange (UI) and paid for from the regional / State UI pool account at the applicable frequency-linked UI rate:

Provided that any revenue earned by the Generating Company from sale of Infirm Power after accounting for the fuel expenses shall be applied for reduction in capital cost.

20 Additional Capitalization

20.1 The capital Expenditure Incurred or projected to be Incurred, on the following counts within the original scope of work, after the Date of Commercial operation and up to cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudent check:

(a) Undischarged liabilities
(b) Works deferred for execution
(c) liabilities to meet award of arbitration or for compliance of order or decree of a court,
(d) Change in Law,
(e) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of Regulation 17.1(b)
Provided that the details of works included in the original scope of work along with estimates of expenditure, un-discharged liabilities and works deferred for execution shall be submitted along with the application for Tariff.

20.2 The capital expenditure of the following nature actually incurred on the following counts after the Cut off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudent check:

(a) liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court;
(b) Change in Law.
(c) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;
(d) In case of Hydro generating stations, any expenditure which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the Generating Company) including due to geological reasons after adjusting for proceeds from any insurance scheme, and Expenditure Incurred due to any additional work which has become necessary for successful and efficient plant operation :

Provided that in respect sub-clauses (d) above, any expenditure on acquiring the minor items or the assets like tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets etc. brought after the cut-off date shall not be considered for Additional Capitalization for determination of Tariff for the Tariff period under these Regulations.

(e) Any capital expenditure found justified after prudence c heck necessitated on account of modifications required or done in fuel receipt system arising due to non-materialisation of full coal linkage in respect of thermal generating station as result of circumstances not within the control of the generating station.

(f) Any expenditure which is considered indispensable by the Commission for running the thermal generating station provided that in such case compensation allowance under clause 36.2 shall not be admissible.

(g) Any undercharged liability towards final payment/withheld payment due to contractual exigencies for works executed within the cut-off date, after prudence check of the details of such deferred liability, total estimated cost of package, reason for such withholding of payment and release of such payments etc.

21 Debt-equity ratio

21.1 In case of the generating station declared under commercial operation prior to 1.4.2013, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of Tariff for the period ending 31.3.2013 shall be considered. For the purpose of determination of Tariff of new generating station Commissioned or capacity expanded on or after 01.04.2013, debt-equity ratio as on the Date of Commercial operation shall be 70:30. The debt-equity amount arrived in accordance with this clause shall be used for calculation of interest on loan, return on equity and foreign exchange rate variation.

21.2 Where equity actually employed is in excess of 30%, the amount of equity for the purpose of Tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as loan. The interest rate applicable on the equity in excess of 30% treated as loan has been specified in Regulation 23. The normative repayment shall also be considered on the equity in excess of 30% treated as loan. Where actual equity employed is less than 30%, the actual equity shall be considered.

22 Return on Equity

22.1 Return on equity shall be computed in rupee terms, on the paid up equity capital determined in accordance with Regulation 21.

22.2 Return on equity shall be computed on pre-tax basis at the base rate of 15.5% to be grossed up as per Regulation 22.3 of this Regulation:

Provided that in case of Projects commissioned on or after 1st April, 2013, an additional return of 0.5% shall be allowed if such Projects are completed within the timeline specified in **Appendix-I** :

Provided further that the additional return of 0.5% shall not be admissible if the Project is not completed within the timeline specified above for reasons whatsoever.

22.3 The rate of return on equity shall be computed by grossing up the base rate with the normal tax rate for the Year 2012-13 applicable to the Generating Company:

Provided that return on equity with respect to the actual tax rate applicable to the Generating Company, in line with the provisions of the relevant Finance Acts of the respective Year during the Tariff period shall be trued up separately.

22.4 Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal points and be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)
Where t is the applicable tax rate in accordance with Regulation 22.3 of this Regulation.

Illustration.-
(i) In case of Generating Company paying Minimum Alternate Tax (MAT) say @ 20.01% including surcharge and cess:
Rate of return on equity = 15.50/ (1-0.2001) = 19.377%
(ii) In case of Generating Company paying normal corporate tax say @ 33.99% including surcharge and cess: Rate of return on equity = 15.50/ (1-0.3399) = 23.481%

23 Interest and Finance charges on Loan Capital

23.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 21 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

23.2 The normative loan outstanding as on 1.4.2013 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2013 from the gross normative loan.

23.3 The repayment for the Year of the Tariff period 2013-16 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that Year.

23.4 Notwithstanding any moratorium period availed by the Generating Company, the repayment of loan shall be considered from the first Year of commercial operation of the Project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

23.5 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each Year applicable to the Project:

Provided that if there is no actual loan for a particular Year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that if the generating station does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the Generating Company as a whole shall be considered.

23.6 The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the Year by applying the weighted average rate of interest.

23.7 The Generating Company shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the Beneficiaries and the net savings shall be shared between the Beneficiaries and the Generating Company, in the ratio of 2:1.

23.8 The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

23.9 In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the MPERC (Conduct of Business) Regulation, 2004, as amended from time to time:

Provided that the Beneficiaries shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the Generating Company during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

24 Depreciation

24.1 For the purpose of Tariff, depreciation shall be computed in the following manner:

(a) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the assets as admitted by the Commission

(b) The approved/accepted cost shall include foreign currency funding converted to equivalent rupee at the exchange rate prevalent on the date of foreign currency actually availed.

(c) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that in case of Hydro generating stations, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for creation of the site:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciable value shall correspond to the percentage of sale of electricity under Long-term power purchase agreement at regulated Tariff.

(d) Land other than land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.

(e) Depreciation shall be calculated annually based on 'Straight Line Method' and at rates specified in **Appendix-II** to these Regulations for the assets of the generating station:

Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the Year closing after a period of 12 Years from the Date of Commercial operation shall be spread over the balance Useful life of the assets.

(f) In case of the existing Projects, the balance depreciable value as on 1.4.2013 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation including Advance Against Depreciation if any as admitted by the Commission upto 31.3.2013 from the gross depreciable value of the assets. The rate of Depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix-II** till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%.

(g) Depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the Year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

25 Lease/ Hire Purchase Charges

25.1 Lease charges for assets taken on lease by a Generating Company shall be considered as per lease agreement provided they are considered reasonable by the Commission.

26 Operation & Maintenance Expenses

26.1 Operation and Maintenance Expenses shall be determined for the Tariff period based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations.

26.2 The normative operation and maintenance expenses for the generating stations workout by the Commission for existing power stations and new power stations separately.

26.3 The Operation and Maintenance expenses including employee expenses, repair and maintenance expenses, and administrative and general expenses, for existing power stations (MPPGCL) are derived by considering the average of these expenditures for previous five years (i.e. FY07 to FY11) as per annual audited accounts. The cost components for employee expenses, repair and maintenance expenses and administrative and general expenses are considered as per Regulations 36.1 and 50.1. The average expenditure of the aforesaid five years is escalated @ 6.14 per annum to arrive Operation and Maintenance expenses for base year i.e. FY2012-13. The operation and maintenance expenses so arrived for FY2012-13 are considered as base expenses and further escalated @7.93% considering a weighted average of Wholesale Price Index and Consumer Price Index in the ratio of 60: 40.

26.4 The O&M expenses for each subsequent year shall be determined by escalating the base expenses determined above for FY 2012-13, at the escalation factor 7.93% to arrive at permissible O&M expenses for each year of the Control Period:

Provided that in case, an existing Generating Station has come in operation after 01.04.2012, the O&M expenses shall be as specified at Regulation 36 for New Generating Stations.

26.5 In respect of M.P. Power Generating Company Ltd., the employee expenses considered in the Operation and Maintenance expenses are excluding the pension and other terminal benefits. The funding of pension and other terminal benefit in respect of personnel including existing pensioner's of the Board and the pensioner's of M.P. Power Generating Company Ltd. shall be allowed in accordance with MPERC (Terms and Conditions for allowing pension and terminal benefits liabilities of personal of the board and successor entities) Regulation's, 2012 (G-38 of 2012).

26.6 Increase in O&M charges on account of war, insurgency or changes in laws, or like eventualities where the Commission is of the opinion that an increase in O&M charges is justified, may be considered by the Commission for a specified period.

26.7 Any saving achieved by a Generating Company in any Year shall be allowed to be retained by it. The Generating Company shall bear the loss if it exceeds the targeted O&M expenses for that Year.

27 Interest charges on Working Capital

27.1 Rate of interest on working capital to be computed as provided subsequently in these Regulations shall be on normative basis and shall be equal to the State Bank of India's Base Rate as on 1st of April of that year plus 3.50%. The interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the Generating Company has not taken working capital loan from any outside agency or has exceeded the working capital loan compared to the working capital required on the normative basis.

28 Tax on Income

28.1 Tax on Income streams of the Generating Company shall not be recovered from the Beneficiaries:

Provided that the deferred tax liability, excluding Fringe Benefit Tax, for the period up to 31st March, 2013 whenever it materializes, shall be recoverable directly from the Beneficiaries.

29 Foreign Exchange Rate Variation (FERV)

29.1 The Generating Company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station, in part or full in the discretion of the Generating Company.

29.2 Every Generating Company shall recover the cost of hedging of Foreign Exchange Rate Variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant Year on Year-to-Year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

29.3 To the extent the Generating Company is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant Year shall be permissible provided it is not attributable to the Generating Company or its suppliers or contractors.

29.4 The Generating Company shall recover the cost of hedging and Foreign Exchange Rate Variation on Year-to-Year basis as income or expense in the period in which it arises.

30 Publication expenses

30.1 The expenses incurred by the petitioner on publication of notice for tariff/true-up petition, as approved by the Commission for inviting comments/suggestions from stakeholders shall be allowed by the Commission while determining the Tariff.

31 Non Tariff Income

(a) Any income being incidental to the business of the Generating Company derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, income from sale of scrap other than the de-capitalized/written off assets, income from advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, income from sale of ash/rejected coal, and any other miscellaneous receipts other than income from sale of energy shall constitute the non tariff income.

(b) The amount of Non-Tariff Income relating to the Generation Business as approved by the Commission shall be deducted from the Annual Fixed Cost in determining the Annual Fixed Charge of the Generation Company:

Provided that the Generation Company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission in such form as may be stipulated by the Commission from time to time. Non tariff income shall also be Trued-up based on audited accounts.

32 Late payment Surcharge

32.1 In case the payment of bills is delayed beyond a period of 60 Days from the date of presentation of bills, Generating Company may levy a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month for each day of delay of payment.

33 Rebate

33.1 For payment of bills of capacity charges and energy charges through a letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. If the payment is made by any other mode but within a period of one month of presentation of bills by the Generating Company, a rebate of 1% shall be allowed.

CHAPTER-III
THERMAL POWER GENERATING STATIONS

34 Components of Tariff

34.1 Tariff for sale of electricity from a thermal power generating station shall comprise of two parts, namely, the recovery of Annual Capacity (fixed) Charges and Energy (variable) Charges to be worked out in the manner provided hereinafter.

34.2 The annual Capacity (fixed) Charges shall consist of:
(a) Return on Equity;
(b) Interest and Financing Charges on Loan Capital;
(c) Depreciation;
(d) Lease/Hire Purchase Charges;
(e) Operation and Maintenance Expenses;
(f) Interest Charges on Working Capital;
(g) Cost of Secondary Fuel Oil;
(h) Special allowance in lieu of R&M or separate compensation allowance, wherever applicable:

Provided that in case of coal based thermal generating stations, expenses on normative secondary fuel oil consumption during the Year shall be included in the Fixed Charge.

34.3 The Energy (variable) Charges shall cover main fuel cost.

35 Norms of operation

35.1 The norms of operation as given hereunder shall apply for existing thermal power stations commissioned on or before 31st March, 2012:

(a) **Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)**

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY13-14 to FY15-16
STPS Sarni PH 1	62.5 X 5	312.5	80.00%
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	75.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	75.00%
STPS Complex		**1142.5**	**76.37%**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**65.00%**
ATPS PH-3	**1 x 210**	**210.0**	**85.00 %**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	80.00%
SGTPS Complex (PH1& PH 2)		**840.0**	**80.00%**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**85.00%**

(b) Gross Station Heat Rate (Kcal/kWh)

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY13-14 to FY15-16
STPS Sarni PH 1	62.5 X 5	312.5	2900
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	2700
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	2700
STPS Complex		**1142.5**	**2755**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**3200**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**2450**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	2600
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	2600
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**2600**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**2425**

(c) Specific Fuel Oil Consumption (ml/kWh)

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY13-14 to FY15-16
STPS Sarni PH 1	62.5 X 5	312.5	2.75
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	1.75
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	1.75
STPS Complex		**1142.5**	**2.02**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**2.00**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**1.00**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	1.30
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	1.00
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**1.15**
SGTPS - (500 MW)	**1X500**	**500.0**	**1.00**

(d) Auxiliary Energy Consumption (%):

Name of Generating Station	Units (MW)	Capacity (MW)	FY13-14 to FY15-16
STPS Sarni PH 1	62.5X 5	312.5	9.00%
STPS Sarni PH 2	200+210	410.0	10.00%
STPS Sarni PH 3	2 X 210	420.0	10.00%
STPS Complex		**1142.5**	**9.73%**
ATPS PH 2	**2 X 120**	**240.0**	**10.00%**
ATPS PH 3	**1 x 210**	**210.0**	**9.00%**
SGTPS PH 1	2 X 210	420.0	9.00%
SGTPS PH 2	2 X 210	420.0	9.00%
SGTPS Complex (PH 1 & PH 2)		**840.0**	**9.00%**
SGTPS - (500 MW)	**1 x 500**	**500.0**	**6.00%**

35.2 Following norms shall be applicable for all the thermal generating Units/ stations for all capacities which are Commissioned on or after 01/04/2012 :

A. **Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) : 85%**

B. **Gross Station Heat Rate**
Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations = 1.065 X Design Heat Rate (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design Unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the Units:

Pressure Rating (Kg/cm2)	**150**	**170**	**170**	**247**	**247**
SHT/RHT (0C)	**535/535**	**537/537**	**537/565**	**537/565**	**565/593**
Type of BFP	**Electrical Driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**	**Turbine driven**
Max Turbine Cycle Heat rate (kCal/kWh)	**1955**	**1950**	**1935**	**1900**	**1850**
Min. Boiler Efficiency					
Sub-Bituminous Indian Coal	**0.85**	**0.85**	**0.85**	**0.85**	**0.85**
Bituminous Imported Coal	**0.89**	**0.89**	**0.89**	**0.89**	**0.89**
Max Design Unit Heat rate (kCal/kWh)					
Sub-Bituminous Indian Coal	**2300**	**2294**	**2276**	**2235**	**2176**
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135	2079

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from above ratings, the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that if one or more Units were declared under commercial operation prior to 1.4.2012, the heat rate norms for those Units as well as Units declared under commercial operation on or after 1.4.2012 shall be lower of the heat rate norms arrived at by above methodology and the norms as per the Regulation 35.

Note: In respect of Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design Unit heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design Unit heat rate specified above with turbine driven BFP.

C. Specific Fuel Oil Consumption

Coal-based generating stations : 1.0 ml/kWh

D. Auxiliary Energy Consumption

Sr. No.	Power Station	With Natural Draft Cooling Tower or without Cooling Tower
(1)	200 MW series	8.5%
(2)	500 MW & above	
	Steam driven boiler feed pumps	6.0%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.5%
(3)	45 MW Series	10%

Provided further that for thermal generating stations with induced drafts cooling towers, the norms shall be further increased by 0.5%.

36 Operation and Maintenance Expenses of Thermal Power Stations including MPPGCL's

36.1 The Operation and Maintenance expenses admissible to existing thermal power stations comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost . These norms exclude Pension, Terminal Benefits and Incentive, arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The Generating Company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC and any arrears paid to employees separately as actuals. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 26.5.

O&M Norms for Thermal Generating Units: Rs. In lakh/MW

Units (MW)	FY13-14	FY14-15	FY15-16
62.5	21.62	23.33	25.18
120	26.71	28.83	31.11
200/210/250	18.19	19.63	21.19
500	13.71	14.80	15.97

Provided that the above norms shall be multiplied by the following factors for additional Units in respective Unit sizes for the Units whose COD occurs on or after 1.4.2012 in the same station:

200/210/250 MW	Additional 5th & 6th Units Additional 7th & more Units	0.90 0.85
300/330/350 MW	Additional 4th & 5th Units Additional 6th & more Units	0.90 0.85
500 MW and above	Additional 3rd & 4th Units Additional 5th & above Units	0.90 0.85

O&M Norms for new Thermal Generating Units commissioned on or after 01.04.2012 :

Rs. in lakhs/MW			
Units (MW)	**FY13-14**	**FY14-15**	**FY15-16**
45	25.90	27.96	30.17
200/210/250	18.42	19.90	21.46
500	13.80	14.90	16.08
600 and above	12.95	13.98	15.09

36.2 In case of coal-based or lignite-fired thermal generating station, a separate compensation allowance Unit-wise shall be admissible to meet expenses on new assets of capital nature including in the nature of minor assets, in the following manner from the Year following the Year of completion of 10, 15, or 20 Years of Useful life:

Years of Operation	Compensation Allowance (Rs lakh/MW/Year)
0-10	Nil
11-15	0.19
16-20	0.44
21-25	0.84

37 Working Capital

37.1 The Working Capital for Coal based generating stations shall cover:

(i) Cost of coal for 45 Days for pit-head generating stations and two months for non-pit-head generating stations, corresponding to the normative availability;

(ii) Cost of secondary fuel oil for two months corresponding to the normative availability:

Provided that in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock shall be provided for the main secondary fuel oil.

(iii) Maintenance spares @ 20% of the normative O&M expenses;

(iv) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the Normative Annual Plant Availability Factor; and

(v) Operation and Maintenance expenses for one month.

37.2 The cost of fuel shall be based on the landed cost incurred (taking into account normative transit and handling losses) by the Generating Company and Gross Calorific Value of the fuel as per actual for the preceding three months and no fuel price escalation shall be provided during the Tariff period.

38 Expenses on Secondary Fuel Oil Consumption

38.1 Expenses on Secondary fuel oil in Rupees shall be computed corresponding to normative Specific Fuel Oil Consumption (SFC) specified in Regulation 35, in accordance with the following formula:

= SFC x LPSFi x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10

Where,

SFC	-	Normative Specific Fuel Oil Consumption in ml/kWh
LPSFi	-	Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially
NAPAF	-	Normative Annual Plant Availability Factor in percentage
NDY	-	Number of Days in a Year
IC	-	Installed Capacity in MW

38.2 Initially, the landed cost incurred by the Generating Company on secondary fuel oil shall be taken based on actuals of the weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the Year.

The secondary fuel oil expenses shall be subject to fuel price adjustment at the end of the each Year of Tariff period as per following formula:

SFC x NAPAF x 24 x NDY x IC x 10 x (LPSFy – LPSFi)
Where,
LPSFy = The weighted average landed price of secondary fuel oil for the Year in Rs. /ml.

39 SLDC/RLDC/NLDC and Transmission Charges

39.1 SLDC charges and Transmission Charges as determined by the Commission shall be considered as expenses, if payable by the generating station.

39.2 RLDC/NLDC charges as determined by the Central Commission shall also be considered as expenses, if payable by the generating station.

40 Recovery of Annual Capacity (fixed) charges

40.1 The fixed charge shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under Capacity Charges .The total capacity charges payable for a generating station shall be shared by its Beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.

40.2 The Capacity Charge (inclusive of incentive) payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae :

(i) For generating stations in commercial operation for less than ten (10) Years: on 1st April of the financial Year:

(AFC x NDM / NDY) x (0.5 + 0.5xPAFM / NAPAF) (in Rs.):

Provided that in case the Plant Availability Factor achieved during a Year (PAFY) is less than 70%, the total fixed charge for the Year shall be restricted to

AFC x (0.5 + 35/ NAPAF) x (PAFY /70) (in Rs.).

(ii) For generating stations in Commercial Operation for ten (10) Years or more on 1st April of the Year:

(AFC x NDM / NDY) x (PAFM / NAPAF) (in Rs.)

Where,

AFC - Annual fixed charge computed for the Year, in Rupees
NDM - Number of Days in the Month
NDY - Number of Days in the Year
PAFY - Plant Availability Factor achieved during a Year, in percent
NAPAF - Normative Annual Plant Availability Factor in percentage
PAFM - Plant Availability Factor achieved during the Month, in percent

40.3 Full Capacity Charges shall be recoverable at Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) specified in Regulation 35. Recovery of Capacity Charges below the level of Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) will be on pro rata basis. At zero availability, no Capacity Charges shall be payable.

40.4 The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,

AUX= Normative Auxiliary Energy Consumption in percentage.

DCi = Average Declared Capacity (in ex-bus MW), subject to Regulation 40.5 below, for the ith Day of the period i.e. the month or the Year as the case may be, as certified by the concerned Load Despatch Centre after the Day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station

N = Number of Days during the period i.e. the month or the Year as the case may be.

Note : DCi and IC shall exclude the capacity of generating Units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

40.5 In case of fuel shortage in a thermal generating station, the Generating Company may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours. The concerned Load Despatch Centre may then specify a pragmatic Day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the Beneficiaries. DCi in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex-power plant MW schedule specified by the concerned Load Despatch Centre for that Day.

40.6 Payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to allocated/ contracted capacity.

41 Energy charges (Variable charges)

41.1 The energy (variable) charges shall cover main fuel costs and shall be payable for the total energy scheduled to be supplied to such Beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the specified variable charge rate (with fuel price adjustment).

41.2 Energy (variable) Charges in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places as per the following formula:

(i) For coal fired stations

$$ECR = (GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$$

Where,

AUX= Normative Auxiliary Energy Consumption in percentage.

ECR = Energy Charge Rate, in Rupees per kWh sent out.

GHR = Gross Station Heat Rate, in kCal per kWh.

SFC = Specific Fuel Oil Consumption, in ml/kWh

CVSF = Calorific value of Secondary Fuel, in kCal/ml.

LPPF =Weighted average Landed price of Primary Fuel, in Rupees per kg, per liter or per standard cubic meter, as applicable, during the month.

CVPF = Gross Calorific Value of Primary Fuel as fired, in kCal per kg, per liter or per standard cubic meter.

Provided that Generating Company shall provide details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, liquid fuel etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal with details of the variation in energy charges billed to the beneficiaries along with the bills of the respective month:

Provided further that a copy of the bills and details of parameters of actual GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, liquid fuel etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the Generating Company. The details should be available on its website for a period of a quarter on monthly basis.

41.3 Variable charge for the month shall be worked out on the basis of ex-bus energy scheduled to be sent out from the generating station in accordance with the following formula:

Monthly Energy Charge (Rs) =

Variable Charge Rate in Rs/kWh X Scheduled Energy (ex-bus) for the month in kWh corresponding to Scheduled Generation.

Landed Cost of Coal:

41.4 The landed cost of coal shall include price of coal corresponding to the grade and quality of coal inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail/road or any other means, and, for the purpose of computation of Energy Charges, shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal despatched by the Coal Supply Company during the month as given below:

Pit head generating stations :	0.2%
Non-Pit head generating stations :	0.8%

As per the above provision, it should be ensured that for computing energy charges, quantity of coal as dispatched by the Coal Supply Company is taken after accounting for permissible transit and handling losses alone.

41.5 The 2X120MW PH-I Unit of ATPS Chachai shall be treated pit head generating Unit and 1X210MW PH-III Unit of ATPS Chachai shall be treated as non-pit head generating Unit based on the Coal linkage as informed by Madhya Pradesh Power Generating Company Limited (MPPGCL). In case of any change in the Coal linkage, MPPGCL shall inform to the Commission for appropriate orders.

42 Electricity duty, cess and water charges

Electricity duty and cess and water charges if payable by the Generating Company for generation of electricity from thermal power stations to the State Government, shall be allowed by the Commission separately and shall be trued-up on actuals.

43 Incentive

43.1 In case of thermal generating stations incentive shall form part of the recovered Capacity (fixed) charges. No Separate incentive shall be provided.

44 Unscheduled Interchange (UI) charges

44.1 All variations between actual net injection and scheduled net injection for generating station, and all variations between actual net drawal and scheduled net drawal for Beneficiaries shall be treated as their respective Unscheduled Interchanges (UI). All Unscheduled Interchanges shall be governed by the Regulations specified from time to time by the Commission.

45 Scheduling

45.1 The methodology of scheduling and availability shall be as specified in the Grid Code approved by the Commission.

46 Metering and Accounting

46.1 Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute Time Block basis shall be organised by the State Transmission Utility and State Load Despatch Centre. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed), shall fully cooperate with the State Transmission Utility/ State Load Despatch Centre and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the State Load Despatch Centre. The State Load Despatch Centre shall issue the Accounts for energy on monthly basis as well as UI charges on weekly basis. UI accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

47 Billing and payment of Capacity Charges and Energy Charges

47.1 Bills shall be raised for Capacity Charges, and Energy Charges on monthly basis by the Generating Company in accordance with these Regulations, and applicable payments shall be made by the Beneficiaries directly to the Generating Company.

47.2 Payment of the Capacity Charges for a thermal generating station shall be shared by the Beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the Installed Capacity in case of the generating station. Payment of Capacity Charges and Energy Charges for a Hydro generating station shall be shared by the Beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State) as per Note 3 herein.

Note 1

Shares / allocations of each Beneficiary in the total capacity of State generating stations shall be as determined by the State Government, inclusive of any allocations out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of station capacity and shall normally remain constant during a month. The total capacity share of any Beneficiary would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of any specific allocation of unallocated power by the State Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The Beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other Beneficiaries. In such cases, the shares of the Beneficiaries may be prospectively re-allocated by the State Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the Beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay Capacity Charges for the surrendered share. The Capacity Charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the Beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full Capacity Charges as per allocated capacity shares.

Note 3

FEHS = Free Energy for Home State, in percent shall be taken as12% (not applicable for generating stations of MPPGCL):

Provided that in cases where the site of a Hydro Project is awarded to a developer (not being a State controlled or owned Company), by a State Government by following a two stage transparent process of bidding, the "Free Energy" shall be taken as 13%, which shall also include energy corresponding to 100 Units of electricity to be provided free of cost every month to every Project affected family for a period of 10 Years from the Date of Commercial Operation of the generating station.

Chapter-IV
HYDRO POWER GENERATING STATIONS

48 Components of Tariff

48.1 The Tariff for supply of electricity from a hydro power generating station shall comprise of capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 53, for recovery of annual fixed cost (consisting of the components referred to in Regulation 34.2 from (a) to (f) through the two charges.

49 Norms of operation

49.1 The norms of operation for Hydro power station shall be as under, namely:

(1) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

(a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for hydro generating stations shall be determined by the Commission as per the following criteria :

(i) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt : 90%.

(ii) Storage and Pondage type plants with head variation between FRL and MDDL of more than 8%, where plant availability is not affected by silt : Plant-specific allowance to be provided in NAPAF for reduction in MW output capability as reservoir level falls over the months. As a general guideline, the allowance on this account in terms of a multiplying factor may be worked out from the Projection of annual average of net head, applying the formula:
(Average head / Rated head) + 0.02
Alternatively in case of a difficulty in making such Projection, the multiplying factor may be determined as:
(Head at MDDL/Rated head) x 0.5 + 0.52

(iii) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt : 85%.

(iv) Run-of-river type plants : NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-Day Design Energy data, moderated by past experience where available/relevant.

(b) A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

(2) In case of a new hydro electric Project the developer shall have the option of approaching the Commission in advance for fixation of NAPAF based on the principles enumerated in sub-clauses 1(a) and 1(b) of this Regulation.

(3) Based on the above, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) of the Hydro stations already in operation shall be as follows for recovery of capacity charges:

Station	Type of Plant	Plant Capacity (MW)	NAPAF
Gandhisagar	Storage	57.5	85%
Pench	Storage	106.7	85%
Rajghat	Storage	22.5	85%
Bargi	Storage	90.0	85%
Banasagar Compelex (excluding Silpara)	Storage	395.0	85%
Silpara	Run of river with pondage	30.0	90%
Birsinghpur	Storage	20.0	85%
Jawahar Sagar	Storage	49.5	85%
R P Sagar	Storage	86.0	85%
Madhi Kheda	Storage	60.0	85%
Sardar Sarovar	Storage	1450.0	85%

(4) Auxiliary Energy Consumption:

(a) Surface Hydro generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.7 % of energy generated

(b) Surface Hydro generating stations with static excitation system - 1 % of energy generated

(c) Underground Hydro generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.9 % of energy generated

(d) Underground Hydro generating stations with static excitation system - 1.2 % of energy generated

50 Operation and Maintenance Expenses of Hydel Power Stations

50.1 The Operation and Maintenance expenses admissible to existing hydro power stations comprise of employee cost, Repair & Maintenance (R&M) cost and Administrative and General (A&G) cost . These norms exclude Pension, Terminal Benefits and Incentive, arrears to be paid to employees, taxes payable to the Government, and fees payable to MPERC. The Generating Company shall claim the rate, rent & taxes payable to the Government, cost of chemicals and consumables, fees to be paid to MPERC and any arrears paid to employees separately as actuals. The claim of pension and Terminal Benefits shall be dealt as per Regulation 26.5.

O&M Norms for Hydel Power Stations:

Year	O&M Expenses in Rs. in lakh/MW
FY 13-14	11.23
FY 14-15	12.12
FY 15-16	13.09

50.2 In case of the Hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2013, the base operating and maintenance expenses(inclusive of Bonus, Pension and other Terminal Benefits) shall be fixed at 1.5% of the capital cost upto Cut off date (excluding cost of Rehabilitation and Resettlement works) as admitted by the Commission, and shall be subject to an annual escalation of 7.93% per annum for the subsequent Years.

51 Working capital

51.1 The Working Capital shall cover:

(i) Maintenance spares @ 15% of normative O&M expenses;
(ii) Receivables equivalent to two months of fixed cost; and
(iii) Operation and Maintenance Expenses for one month.

52 SLDC/RLDC/NLDC and Transmission Charges

52.1 SLDC Charges and Transmission Charges as determined by the Commission shall be considered as expenses, if payable by the generating stations.

52.2 RLDC/NLDC charges as determined by the Central Commission shall also be considered as expenses, if payable by the generating station.

53 Computation and Payment of Capacity Charges and Energy Charges for Hydro Generating Stations

53.1 The Annual fixed cost of a Hydro generating station shall be computed, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and Energy Charge, which shall be payable by the Beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, that is to say, in the capacity excluding the free power to the Home State:

Provided that during the period between the Date of Commercial Operation of the first Unit of the generating station and the Date of Commercial Operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the Capacity Charge and Energy Charge payable during such period.

53.2 The Capacity Charge (inclusive of incentive) payable to a Hydro generating station for a calendar month shall be :

AFC x 0.5 x NDM / NDY x (PAFM / NAPAF) (in Rupees)
Where,
AFC = Annual Fixed Cost specified for the Year, in Rupees.
NAPAF = Normative Plant Availability Factor in percentage
NDM = Number of Days in the month
NDY = Number of Days in the Year
PAFM = Plant Availability Factor achieved during the month, in Percentage

53.3 The PAFM shall be computed in accordance with the following formula :

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DCi / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

Where,
AUX= Normative Auxiliary Energy Consumption in percentage
DCi = Declared Capacity (in ex-bus MW) for the ith Day of the month which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the Day is over.
IC = Installed Capacity (in MW) of the complete generating station
N = Number of Days in the month

53.4 The Energy Charge shall be payable by every Beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the Beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on ex power plant basis, at the computed energy charge rate. Total Energy Charge payable to the Generating Company for a month shall be :

(Energy Charge Rate in Rs. / kWh) x {Scheduled Energy (ex-bus) for the month in kWh} x (100 – FEHS) / 100.

53.5 Energy Charge Rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of Regulation 53.7 :

ECR = AFC x 0.5 x 10 / { DE x (100 – AUX) x (100 – FEHS)}

Where,
DE = Annual Design Energy specified for the Hydro generating station, in MWh, subject to the provision in Regulation 53.6 below.
FEHS=Free Energy for Home State, in per cent, as defined in Regulation 47.

53.6 In case actual total energy generated by a hydro generating station during a Year is less than the Design Energy for reasons beyond the control of the Generating Company, the following treatment shall be applied on a rolling basis:

(i) in case the energy shortfall occurs within ten Years from the Date of Commercial Operation of a generating station, the ECR for the Year following the Year of energy shortfall shall be computed based on the formula specified in Regulation 53.5 with the modification that the DE for the Year shall be considered as equal to the actual energy generated during the Year of the shortfall, till the energy charge shortfall of the previous Year has been made up, after which normal ECR shall be applicable.

(ii) in case the energy shortfall occurs after ten Years from the Date of Commercial Operation of a generating station, the following shall apply:

Suppose the specified annual Design Energy for the station is DE MWh, and the actual energy generated during the concerned (first) and the following (second) financial Year is A1 and A2 MWh respectively, A1 being less than DE. Then, the Design Energy to be considered in the formula in Regulation (53.5) of this Regulation for calculating the ECR for the third financial Year shall be moderated as (A1 + A2 – DE) MWh, subject to a maximum of DE MWh and a minimum of A1 MWh.

(iii) Actual energy generated (e.g. A1, A2) shall be arrived at by multiplying the net metered energy sent out from the station by 100 / (100 – AUX).

53.7 In case the Energy Charge Rate (ECR) for a Hydro generating station, as computed in Regulation 53.5 above, exceeds eighty paise per kWh, and the actual saleable energy in a Year exceeds { DE x (100 – AUX) x (100 – FEHS) / 10000 } MWh, the Energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at eighty paise per kWh only.

Provided that in a Year following a Year in which total energy generated was less than the Design Energy for reasons beyond the control of the Generating Company, the Energy Charge Rate shall be reduced to eighty paise per kWh after the energy charge shortfall of the previous Year has been made up.

53.8 The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the Beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all Beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

54 Incentive

54.1 Incentive shall form part of the recovered capacity charge and variable charge. No separate incentive would be provided.

55 Scheduling

55.1 The methodology for scheduling for Hydro generating station shall be as specified in Grid Code, as specified by the Commission.

56 Metering and Accounting

56.1 The provisions of Regulation 46 shall apply for hydro power stations also.

57 Billing and payment

57.1 The provisions of Regulation 47 shall apply for hydro power stations also.

58 Electricity duty, cess and water charges

58.1 Electricity duty and cess and water charges if payable by the Generating Company for generation of electricity from hydro power stations to the State Government, shall be allowed by the Commission separately and shall be trued-up on actuals.

CHAPTER-V
MISCELLANEOUS

59 The proceeds of carbon credit from approved Clean Development Mechanism (CDM) Project shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the Project developer in the first Year after the Date of Commercial Operation of the generating station;

(b) in the second Year, the share of the Beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every Year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the Generating Company and the Beneficiaries.

60 Deviation from norms

60.1 Tariff for sale of electricity by the Generating Company may also be determined in deviation of the norms specified in these Regulations subject to the conditions that-

(a) The levelised Tariff over the Useful life of the Project , calculated based on the discounting factor as notified by the CERC from time to time for the Projects under Section 63 of the Act, on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised Tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations; and

(b) Any deviation shall come into effect only after approval by the Commission, for which an application shall be made by the Generating Company.

61 Power to remove difficulties

61.1 If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by general or special order, do or undertake or direct the Generating Company to do or undertake things, which in the opinion of the Commission are necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

62 Power to Amend

62.1 The Commission may, at any time add, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

63 Repeal and Savings

63.1 The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation Tariff), Regulations, 2009 {RG-26(I) of 2009}" notified on 08/05/2009 and read with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations is hereby superceded.

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

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

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

By order of the Commission,
P. K. CHATURVEDI, Commission Secretary.

Appendix-I

Timeline for completion of Projects

(Refer to Regulation 22)

1. The completion time schedule shall be reckoned from the date of investment approval by the Board (of the Generating Company), up to the Date of Commercial Operation of the Units or Block of units.

2. The time schedule has been indicated in months in the following paragraphs and tables:

A. Thermal Power Projects - Coal/Lignite Power Plant

Unit size 200/210/250/300/330 MW and 45MW/125 MW CFBC technology
(a) 33 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.
(b) 31 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

Unit size 250 MW CFBC technology
(a) 36 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.
(b) 34 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 4 months each.

Unit size 500/600 MW
(a) 44 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.
(b) 42 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

Unit size 660/800 MW
(a) 52 months for Green Field Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.
(b) 50 months for Extension Projects. Subsequent Units at an interval of 6 months each.

Combined Cycle Power Plant

Gas Turbine size upto 100 MW (ISO rating)
(a) 26 months for first Block of Green Field Projects. Subsequent Blocks at an interval of 2 months each.
(b) 24 months for first Block of Extension Projects. Subsequent Blocks at an interval of 2 months each.

Gas Turbine size above 100 MW (ISO rating)
(a) 30 months for first Block of Green Field Projects. Subsequent Blocks at an interval of 4 months each.
(b) 28 months for first Block of Extension Projects. Subsequent Blocks at an interval of 4 months each.

B. Hydro-Electric Projects

The qualifying time schedule for Hydro Electric Projects shall be as stated in the original concurrence issued by the Central Electricity Authority under Section 8 of the Act.

Appendix-II

Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Values = 10%)
		Straight Line Method
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for Reservoir in case of Hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden Structures	100%
(v)	Roads other than Kutcha Roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, Sub-Station equipment & other fixed apparatus.	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
(f)	Switchgear including cable connections	5.28%
(g)	Lightning Arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
(h)	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
(i)	Overhead lines including cable support	

(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13,2 KV but not exceeding 66 KV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
	Lines	
j	Meters	5.28%
k	Self propelled vehicles	9.50%
l	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and Apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%
n	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
o	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
p	I. T equipments	15.00%
q	Any other assets not covered above	5.28%

उच्च शिक्षा विभाग

मंत्रालय, वल्लभ भवन, भोपाल

प्रथम परिनियम

Bhopal, the 21st December 2012

No. R-576-CC-2012-XXXVIII.—In exercise of powers conferred by sub-section (1) of Section 26 of the Madhya Pradesh Niji Vishwavidyalaya (Sthapna Avam Sanchalan) Adhiniyam, 2007, the State Government hereby makes, the first Statutes of the **Amity University Maharajpura Dang, Gwalior (M.P.)** is here by published in the ordinary gazette as per the provision of the Madhya Pradesh Niji Vishwavidyalaya (Sthapana Avam Sanchalan) Adhiniyam, 2007 under section 35,. The first Statutes of the University shall come in to force from the date of notification.

THE FIRST STATUTES

By order and in the name of the Governor of Madhya Pradesh,
C. B. PADWAR, Dy. Secy.

LIST OF STATUTES

Statute No.	Name	Page No.
01.	SHORT TITLE, SCOPE AND COMMENCEMENT	2
02.	DEFINITIONS	2
03.	SEAL OF THE UNIVERSITY	4
04.	OBJECTS OF THE UNIVERSITY	4
05.	APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE CHANCELLOR	5
06.	APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE VICE CHANCELLOR	6
07.	APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE REGISTRAR	7
08.	APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE CHIEF FINANCE & ACCOUNTS OFFICER (CFAO)	9
09.	GOVERNING BODY	11
10.	BOARD OF MANAGEMENT	11
11.	FORMATION, POWERS, DUTIES AND FUNCTIONS OF THE ACADEMIC COUNCIL	13
12.	FINANCE COMMITTEE	15
13.	STANDING COMMITTEE	16
14.	EXAMINATION COMMITTEES	16
15.	FACULTIES	17
16.	DEANS OF FACULTIES	17
17.	CONSTITUTION OF FACULTIES	18
18.	POWERS OF THE FACULTIES	18
19.	BOARD OF STUDIES	18
20.	STUDENTS' COUNCIL	19
21.	APPOINTMENT OF TEACHERS OF THE UNIVERSITY	19
22.	CATEGORIES OF THE NON-TEACHING EMPLOYEES	20
23.	OTHER OFFICERS OF THE UNIVERSITY	21
24.	CONFERMENT OF HONORARY DEGREES AND ACADEMIC DISTINCTIONS	22
25.	PROVISION REGARDING FEE AND OTHER CHARGES PAYABLE BY THE STUDENTS	22
26.	ADMINISTRATION OF ENDOWMENT FOR THE AWARD OF FELLOWSHIPS, SCHOLARSHIPS, MEDALS AND PRIZES IN THE UNIVERSITY	23
27.	CONVOCATION	24
28.	ADMISSION OF STUDENTS	24
29.	ANNUAL REPORT	24
30.	RESIGNATION	25
31.	ACTION AGAINST TEACHERS	25
32.	ACTION AGAINST NON-TEACHING EMPLOYEES	25
33	SATTLEMENT OF DISPUTES	26
34.	EXAMINATIONS	26
35.	THE PROCTORIAL BOARD	26
36.	DEAN OF STUDENTS WELFARE	27
37.	ENDOWMENT FUND AND ITS INCOME	28
38	MISCELLANEOUS	28

STATUTE NUMBER 01

SHORT TITLE, SCOPE AND COMMENCEMENT

(1) The "Statutes" means the Statutes of Amity University Madhya Pradesh, Maharajpura Dang, Gwalior.

(2) These Statutes shall come into force with effect from the date of their notification in the State Gazette.

(3) The Statutes are in conjunction with the provisions of the Madhya Pradesh Niji Vishwavidyalaya (Sthapana Avam Sanchalan) Dwitiya Sanshodhan Adhiniyam 2007-(no. 17 of 2007) as amended on December 30, 2010-(no. 27 of 2010) If there be any difference in the provisions of the Act or the Rules and the Statutes, the provisions of the Act or the Rules shall prevail.

(4) Nothing in these Statutes shall be deemed to debar the University from amending the Statutes subsequently according to the provision of Section 27 of the Act, and the amended Statutes, if any, shall be applicable with immediate or retrospective or prospective effect, from such a date as prescribed in the notification.

STATUTE NUMBER 02

DEFINITIONS

In these Statutes unless the context otherwise required: -

1. "Act" means the "Madhya Pradesh Niji Vishwavidhyalaya (Sthapana Avam Sanchalan) Adhiniyam 2007 (no.17 of 2007) as amended on December 30, 2010 (no. 27 of 2010);

2. "Academic Year" means a period of nearly twelve months, devoted to completion of requirements specified in the scheme and curriculum of the concerned course (s) and apportioned into "terms" as stipulated in the Ordinances;

3. "Board of Studies" means the Board of Studies of the Departments/ Faculties/ Institutions/ Centres/ Schools of the University;

4. "Board of Management" means the Board of Management of the University;

5. "Chancellor" Means the Chancellor of the University;

6. "Chief Finance and Accounts Officer" means the chief finance and accounts officer of the University;

7. "Convocation" means the Convocation of the University;

8. "Course(s)" means prescribed area(s) of course(s) of study of programme (s) and of any other component(s) leading to the conferment or award of degree, diploma, certificate or any other academic distinction or title of the University;

9. "College" means an institution situated as a constituent unit in the main campus and maintained by the University under the provisions of these Statutes;

10. "Decided by the University/ University may decide/Decision of the University" means as decided by the Vice-Chancellor with the approval of the Chancellor;

11. "Employee" means any person appointed by the University and includes teachers and other staff of the University;

12. "Faculty" means Faculty of the University listed in the relevant Statutes;

13. "Governing Body" means the Governing Body of the University;

14."Academic Council" means the Academic Council of the University;

15. "Head of University Department" means the faculty Head of any Department or Head of any Department or constituent Institutions situated in the main campus of the University;

16. "Principal" means the Head of a constituent College and includes, when there is no Principal, a person for the time being duly appointed to act as Principal;

17. "Regular Education" means delivering instructions, teaching, learning, education, and related activities directly by the teacher synchronously to students in the classes supported by teaching, learning and related activities on line from the campus to the regular students of the University;

18. "Regulations" means Regulations of the University;

19. "Regulatory Commission" means Regulatory Commission constituted by State Government under Section 36 of the Act.

20. "Rules" means Madhya Pradesh Niji Vishwavidhyalaya (Sthapna Avam Sanchalan) Rules 2008";

21. "Scheme and Curriculum" means and includes nature, duration, pedagogy, syllabus, eligibility, and such other related details (by whatever name they may be called) for the concerned course(s) of the University;

22. "Scheduled Castes" means the Scheduled Castes specified in relation to this State under Article 341 of the Constitution of India;

23. "Scheduled Tribes" means the Scheduled Tribes specified in relation to this State under Article 342 of the Constitution of India;

24. "School of Studies" means a constituent institution maintained by the University as a place for higher learning and research;

25. "Seal" means the common seal of the University;

26. "Sponsoring Body" means Ritnand Balved Education Foundation, registered under the Societies Registration Act 1860;

27. 'Statutes','Ordinances' and 'Regulations' means the Statutes, Ordinances and Regulations of the University as the case may be, in force for the time being;

28. "Subject" means the basic unit(s) of instruction; teaching; training; research etc., by whatever name they may be called, as under the scheme and curriculum;

29. "Teachers of the University" means Professors, Associate Professor , Assistant Professor and such other persons as may be appointed for imparting instructions or conducting research, with the approval of the Vice-Chancellor of the University or any constituent College or Institution in the campus maintained by the University;

30. "University" means Amity University Madhya Pradesh, Maharajpura Dang, Gwalior.

31. "Vice-Chancellor" means the Vice-Chancellor of the University;

32. "Visitor" means the Governor of the State.

33. Words and expression used but not defined in these Statutes shall have the same meaning as assigned to them in the Act.

All words and expressions used herein and defined in the Statutes and the Rules shall have the meaning respectively as assigned to them in the Statutes and Rules;

STATUTE NUMBER 03

SEAL OF THE UNIVERSITY

The University shall have a Common Seal to be used for the purposes of the University and the design of the Seal shall be as decided by the University, subject to further change or amendment as deemed necessary from time to time. The University may also decided to make and use such Flag, Anthem, Insignia, Vehicle Flag and other symbolic or graphic expressions, abbreviations or likewise, for such purposes as deemed necessary from time to time, and which are not of such nature as are not permitted by the State or the Central Government.

STATUTE NUMBER 04

OBJECTS OF THE UNIVERSITY

Apart from the objectives of the University described in Section 3 of the Act, the University shall also have the following objectives;

(1) Collaborate with other Universities, Research Institutions, Government and Non-Government Organisation towards fulfillment of the University objectives.

(2) Run academic programmes in distance education mode and supplemented by Student Support Service.

(3) Develop and maintain relationship with leading academic and other Institutions in India and abroad for education, training and research and distance learning programmes.

(4) Make twinning arrangements with leading educational Institutions in other countries for collaborative education programmes.

(5) Confer degrees, diplomas and other academic distinctions on the basis of examinations, evaluation, or any other method of testing as approved by the Academic Council, on persons who have pursued a course of study of the University.

(6) Develop linkages with the industry, institutions and other organizations for fulfillment of the objects of the University.

(7) Conduct innovative programmes and experiments in new methods and education technology in the field of higher education in order to achieve international standards of education, training and research.

(8) Admit students laterally into selected programmes if they fulfill the academic requirements as described in the Regulations made on the recommendation of the Academic Council with the approval of the University Authorities

"Provided that the University shall ensure that lateral entries will not compromise the academic norms and standards required by Regulatory Bodies (UGC, AICTE, MCI, DCI, NCTE, etc.)"

STATUTE NUMBER 05

APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE CHANCELLOR

(1) In accordance with the Section 16 of the Act, the Chancellor shall be appointed by the Sponsoring Body for a period of five years with the approval of the Visitor. The Sponsoring Body shall finalize the name of the Chancellor. The Secretary/President of the Sponsoring Body shall send the name, along with the Bio-data of the proposed Chancellor, to the Visitor for approval. After Visitor's approval, the Chancellor shall be appointed by the Sponsoring Body.

(2) The Chancellor shall exercise powers as specified in Section 16 of the Act.

(3) The Chancellor shall hold office for a period of five years and shall be eligible for reappointment with the approval of the Visitor following the procedures laid down above under Clause (1) of this Statutes.

Provided that the Chancellor shall notwithstanding the expiry of his term, continue to hold his office until either he is reappointed or his successor takes over his charge.

(4) In case of an emergency like illness, absence or death of the Chancellor, the Vice-Chancellor shall perform his duties till the Chancellor reassumes his office or the new Chancellor is appointed. However, this period shall not exceed six months.

(5) It shall be the duty of the Chancellor to ensure that the Act, the Rules, the Statutes, the Ordinances and the Regulations are faithfully followed.

(6) The Chancellor shall exercise general control over the affairs of the University.

(7) In the interest of the University, the Chancellor may approve any matter requiring approval of the Governing Body but needing urgent action related to the University and place it in the next meeting of the Governing Body for ratification/ approval.

(8) The Board of Trustees of the Sponsoring Body may consider a "No Confidence Motion" against the Chancellor and, if passed by two third majority in a special meeting, can recommend to the Visitor for the removal of the Chancellor.

(9) The Chancellor may, by addressing a letter to the Visitor, resign from his office. The resignation letter shall be submitted to the Sponsoring Body. The Sponsoring Body shall forward the resignation to the Visitor and after Visitor's approval, shall accept his resignation and propose a new name to the Visitor vide Clause (1) of this Statutes.

STATUTE NUMBER 06

APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE VICE-CHANCELLOR

(1) The Vice-Chancellor shall be appointed by the Chancellor as laid down in Section 17 of the Act.

(2) The Vice-Chancellor shall, hold office for a term of four years according to the provisions of Clause (6) of Section 17 of the Act.

Provided that, on the expiry of his term, the Vice-Chancellor shall be eligible for reappointment for one more term. The proposal for reappointment of the Vice-Chancellor shall be considered by the Governing Body at least three months before the expiry of his term, and if approved by the Governing Body, the proposal shall be sent to the Chancellor for his approval. After the Chancellor's approval, the Vice-Chancellor shall be reappointed by the Chancellor for another term.

(3) The emoluments and other conditions of services of the Vice-Chancellor at the time of appointment shall be such as decided by the Governing Body and as amended from time to time, provided that pay, allowances and other conditions of service, shall not be less than or inferior to those specified by UGC.

(4) The Vice-Chancellor shall be the principal executive and academic officer of University, and shall exercise general superintendence and control over the affairs of the University and shall execute the decisions made by various Authorities of the University.

(5) It shall be the duty of the Vice-Chancellor to see that provisions of the Act, Statutes, Ordinances and the Regulations made by the University are duly

complied with and he shall have all the powers necessary to ensure their compliance. The Vice-Chancellor may constitute such Committees as he considers necessary to help him in the discharge of the duties entrusted to him by or under the Statutes and Ordinances.

(6) The Vice-Chancellor shall have the power to convene the meetings of the different Bodies constituted by the University.

(7) The Vice-Chancellor shall have the power to make short term appointments for a period not exceeding six months at a time of such number of persons as may be considered necessary for functioning of the University with the prior approval of the Chancellor.

(8) The Vice-Chancellor shall have the powers necessary for proper maintenance of discipline in the University and he may delegate any such powers to such persons, as he may deem fit.

(9) The Vice-Chancellor shall cause the budget to be made by the Board of Management of the University.

(10) The Vice-Chancellor shall have the power to appoint persons as may be considered necessary and recommended by the Academic Council for the functioning of the University with the concurrence of the Board of Management.

(11) The Vice-Chancellor, for smooth functioning of the University, shall also have the powers as specified in the Regulations.

(12) The Vice-Chancellor, if he wants to relinquish his office before completing his tenure, may submit his resignation to the Chancellor.

STATUTE NUMBER 07

APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE REGISTRAR

(1) The Registrar shall be a key Officer of the University. All contracts shall be signed and all documents and records shall be authenticated by the Registrar on behalf of the University.

(2) The Registrar shall be a full time salaried Officer of the University and shall discharge his duties under general superintendence and control of the Vice-Chancellor.

(3) The appointment of the Registrar shall be made by the Governing Body on the recommendation of the Expert Committee constituted for the purpose. However, the first Registrar shall be appointed by the Sponsoring Body as per Clause 18(1) of the Act. The subsequent Registrars, shall be appointed by the Governing Body on the recommendation of the Expert Committee constituted for the purpose. The Expert Committee shall consist of:

(i) Vice-Chancellor – (Chairman)
(ii) Nominee of the Chancellor
(iii) Two expert members approved by the Governing Body.
(iv) One observer nominated by the Chairman, Regulatory Commission.

(4) Selection of Registrar:

The University shall follow the procedure for the selection of the Registrar as given below:

(i) The University would invite applications for the post through an open advertisement in important News papers having wide circulation.
(ii) A summary of the candidates applying for the post shall be prepared by a Committee consisting of three Professors of the University approved by the Governing Body for the purpose.
(iii) The date of the meeting of the Expert Committee for the selection of the Registrar shall be fixed and a notice to this effect shall be given at least 15 days in advance.
(iv) The Expert Committee shall interview and adjudge the merit of each candidate and send its final recommendation to the Governing Body for approval.
(v) If a suitable candidate is not found through the first advertisement, subsequent advertisements shall be issued.

(5) When the Office of the Registrar falls vacant or when the Registrar is, by reason of illness or long absence due to any other reason, unable to perform his duties of the office, the duties of the Registrar shall be performed by such person as the Chancellor may appoint for the purpose.

(6) If any time upon representation made or otherwise, and after making such inquiry as may be deemed necessary, the situation so warrants that the continuance of the Registrar is not in the interest of the University, the Vice-Chancellor may request the Chancellor, in writing stating the reasons therein, for the removal of the Registrar. The Chancellor shall put up the matter for the consideration of the Governing Body whose decision shall be final.

Provided that before taking such action of the removal, the Registrar shall be given an opportunity of being heard.

(7) The Registrar shall receive pay and other allowances as decided by the Governing Body from time to time.

(8) The age of retirement of Registrar shall be sixty five years.

(9) Duties of the Registrar shall include:

(i) Maintain the records, the common property and any such other property of the University as the Governing Body may decide.

(ii) Conduct the official correspondence of the Governing Body, Board of Management, Academic Council and of any other Committees Authorities created by the Statutes. The Registrar shall be the Secretary of these Authorities and shall not have a right to vote.

(iii) Issue notices conveying the dates of meetings of the University Authorities to the members and to make necessary arrangements for the conduct of the meetings and carry out other assigned duties by the Governing Body / Board of Management from time to time.

(iv) Provide the copies of the Agenda of the meeting of the University Authorities, and bodies formed by the Vice Chancellor, and shall record the minutes, send them to the Vice-Chancellor and Chancellor for approval and circulate the approved minutes to the concerned members. He shall also make available all such papers, documents and information as the Visitor/ Chancellor/ Vice-Chancellor may desire.

(v) Represent the University in suits or proceedings, by or against the University, sign powers of attorney, verify pleadings and depute his representative for the purpose if necessary.

(vi) Enter into and sign agreements and authenticate records on behalf of the University.

(vii) Discharge all such functions as assigned to him by and carry out the orders of the Chancellor/ Vice-Chancellor of the University.

(viii) Take disciplinary action against the non-teaching employees working in the University and, if necessary, suspend them, pending inquiry with the approval of the Vice-Chancellor.

(10) An appeal can be made to the Chancellor against any order of the Registrar. The Chancellor will be the final authority to take decision on the appeal.

STATUTE NUMBER 08

APPOINTMENT, TERMS AND CONDITIONS AND POWERS OF THE CHIEF FINANCE & ACCOUNTS OFFICER (CFAO)

(1) The Chief Finance and Accounts Officer (CFAO) shall be a key officer of the University responsible for handling accounts and finances of the University.

(2) The CFAO will be a full time salaried officer of the University and shall discharge his duties under general superintendence and control of the Vice Chancellor.

(3) The appointment of the CFAO shall be made by the Chancellor on the recommendation of a Selection Committee constituted for the purpose.

The Committee shall comprise,

(i) Vice-Chancellor -- Chairman

(ii) Nominee of the Chancellor

(iii) Two expert members approved by the Governing Body.

(iv) One observer nominated by the Chairman, Regulatory Commission.

(4) Selection of CFAO

The University shall follow the procedure for the selection of the CFAO as given below:

(i) The University shall invite applications for the post through open advertisement in important News papers having wider circulation.

(ii) A summary of the candidates applying for the post shall be prepared by a Committee consisting of three Professors of the University approved by the Governing Body for the purpose.

(iii) The date of meeting of the Selection Committee will be fixed and a notice to this effect shall be given at least 15 days in advance.

(iv) The Selection Committee shall interview and adjudge the merit of each candidate and send its final recommendation to the Governing Body.

(v) If a suitable candidate is not found through the first advertisement, subsequent advertisements shall be issued.

Provided that the first CFAO shall be appointed by the Sponsoring Body for a tenure of two years.

(5) When the Office of the CFAO falls vacant or when the CFAO is, by reason of illness or long absence due to any other reason, unable to perform his duties of the office, the duties of the CFAO shall be performed by such person as the Chancellor may appoint for the purpose.

(6) If at any time upon representation made or otherwise, and after making such inquiry as may be deemed necessary, the situation so warrants that the continuance of the CFAO is not in the interest of the University, the Vice-Chancellor may request the Chancellor, in writing stating the reasons therein for the removal of the CFAO.

(7) The services of the CFAO can be terminated by the Chancellor on the recommendation of the Vice-Chancellor by giving him one month's notice or one month's salary in lieu of notice.

(8) The CFAO shall receive pay and other allowances as decided by the Governing Body from time to time.

(9) The age of retirement of CFAO shall be sixty five years.

(10) Duties of the CFAO shall include:

(i) The Chief Finance & Accounts Officer shall be responsible for managing the Accounts and Funds of the University, for maintaining the records properly, and for regularly getting them audited.

(ii) He shall supervise, control and regulate the working of Accounts and Finance of the University.

(iii) He shall maintain the financial records and such other finance related records of the University as the Governing Body may decide.

(iv) He shall discharge all such functions as assigned to him by the Chancellor/Vice-Chancellor of the University.

STATUTE NUMBER 09

GOVERNING BODY

(1) Composition and functioning of the Governing Body shall be as laid down under Section 22 of the Act.

(2) The term of the nominated members of the Governing Body shall be of three years and no nominated members shall hold office for more than two consecutive terms.

(3) Apart from the powers vested in the Governing Body as provided under Section 22 of the Act, the Governing Body of the University shall have the following powers and duties.

(i) Review and approve, from time to time, the broad policies, plans and procedures and suggest measures for the improvement and development of the University.

(ii) Make recommendation on any matter referred to it by the Chancellor.

(iii) Make recommendation to the Sponsoring Body for the creation of new posts of officers of the University.

(iv) Exercise such other powers and duties as may be specified by the Sponsoring Body.

STATUTE NUMBER 10

BOARD OF MANAGEMENT

(1) Formation and Functioning of the Board of Management (BOM) shall be as laid down under Section 23 of the Act.

(2) The term of the nominated members of the Board of Management shall be of three years and no nominated member shall hold office for more than two consecutive terms.

(3) Powers and Functions of the Board of Management shall be:

(i) To prepare financial accounts together with audit report and Annual Report of the University to be placed before the Governing Body for its approval.

(ii) To prepare the Annual/ Supplementary Budget of the University to be placed before the Governing Body for its consideration and approval.

(iii) To follow the Budget for Expenditure as approved by the Governing Body.

(iv) To perform any other functions which may be assigned by the Governing Body and the Chancellor.

(v) To recommend to the Governing Body for creating the teaching and other academic posts and the posts of other Officers of the University.

(vi) To prescribe the qualifications for teachers and other academic staff in line with the norms set by the University Grant Commission or any statutory body, as may be applicable.

(vii) To approve the appointment of teaching and academic staff and the Officers, on the recommendations of the Selection Committees constituted for the purpose.

(viii) To create administrative, ministerial and other necessary posts after taking into account the recommendations of the Finance Committee and to specify the manner of appointment there to.

(ix) To approve appointments of temporary, contractual and daily-honorarium basis staff in the vacancies of any teaching, academic and administrative positions.

(x) To specify the manner of appointment in temporary vacancies of any staff.

(xi) To manage and administrate the revenue and property of the University and to conduct all administrative affairs of the University.

(xii) To manage and regulate the finance, accounts of the University.

(xiii) To recommend investment options for endowment fund, development fund and other funds of the University for the approval of the Chancellor.

(xiv) To transfer or accept transfers of any immovable or movable property on behalf of the University with the approval of Chancellor.

(xv) To execute Fellowships, Scholarships, Studentships, and other provisions for the welfare of students.

(xvi) To fix the remunerations payable to paper setters, examiners and invigilators and fix the traveling and other allowances payable to them, after consulting the Finance Committee.

(xvii) To delegate any of its powers to the Vice-Chancellor, Chief Finance & Accounts Officers, Registrar or other Officers, or to any duly appointed Committees.

(xviii) To exercise the powers of the University not otherwise provided by the Statutes, Ordinances and the Regulations for the fulfillment of the objects of the University.

(xix) To entertain, adjudicate upon or redress the grievances of the employees and the students of the University who may for any reason feel aggrieved.

(xx) To exercise such powers and perform such other functions as may be conferred or imposed by the Act or the Statutes, Ordinances and also directives of the Chancellor of the University.

Provided that the approval of the Governing Body shall be taken before the implementation of the decisions of the Board of Management, which have bearing on the finances of the University.

STATUTE NUMBER 11

FORMATION, POWERS, DUTIES AND FUNCTIONS OF THE ACADEMIC COUNCIL

(1) The Academic Council shall comprise the following members:

(i) Vice-Chancellor (Chairman).

(ii) Dean (Academics)

(iii) All Deans of faculties

(iv) All the Heads of the Departments

(v) One Professor from each teaching Department nominated by the Vice Chancellor

(vi) Two Professors from State/Central Govt. Universities nominated by the Chancellor.

(vii) Two representatives from amongst the Scientists / Educationists/ Technologists/ Industries nominated by the Chancellor.

(viii) One representative nominated by the Chairman Regulatory Commission.

(2) The Vice-Chancellor, as the Chairman, shall preside over the meetings of the Academic Council and in his absence, the Officiating Vice Chancellor shall preside over the meeting.

(3) The Registrar, shall be the Secretary of the Academic Council (without voting rights) and in the absence of the Registrar, any other member authorized by the Vice-Chancellor shall act as the Secretary.

(4) One third of the members the Academic Council including the Chairman shall form the quorum at a meeting. Provided that no quorum shall be necessary for adjourned meetings, ordinarily fifteen days notice shall be given for all meetings of the Academic Council.

(5) The term of the nominated members of the Academic Council shall be of three years.

(6) Subject to the provisions of the Act, the Academic Council shall have the following powers, duties and functions, namely:

(i) The Academic Council shall be the principal academic body of the University and shall, coordinate and exercise general supervision over the academic policies and programmes of the University.

(ii) Co-opt as members, persons having special knowledge or experience in the subject matter of any particular business which may come before the Council for consideration. The members so co-opted shall have all the rights of the members of the Council for the transaction of the business in relation to which they may be co-opted.

(iii) Promote research and related activities in the University.

(iv) Make recommendations to the Governing Body on the proposals received from different Faculties of the University, for the conferment of

degrees and diplomas of the University.

(v) Give directions regarding methods of instruction, teaching and of research or improvements in academic standards.

(vi) Consider matter of general academic interest either on its own initiative or in a reference made by a Faculty or the Board of Management to take appropriate action thereon.

(vii) Make proposals to the Governing Body for allocating Departments to the Faculties.

(viii) Make proposal to the Governing Body for the institution of fellowships, scholarships, studentship, medals and prizes and to make Regulations for their award.

(ix) Recognize persons of eminence in their subjects to be associated as research guides in those subjects as provided in the Ordinances.

(x) Formulate modify or revise schemes for the organization and assignment of subjects to the Faculties, and to report to the Governing Body regarding abolition, reconstitution or division of any Faculty of the University.

(xi) Recognize diplomas and degrees of other Universities and Institutions and to determine their equivalence.

(xii) Make special arrangement, if any, for the teaching of women students and for prescribing for them special courses of study.

(xiii) Consider academic proposals submitted by the Faculties / Departments of the University.

(xiv) Approve the syllabus of the different courses / subjects submitted by the Faculties / Departments and to arrange for the conduct of examinations according to Ordinances made for the purpose.

(xv) Award stipends, scholarships, medals and prizes and make awards in accordance with the Ordinances and such other conditions as may be attached to the award.

(xvi) Publish syllabi of various courses of study and lists of prescribed or recommended text books for different subjects.

(xvii) Appoint Committees for admission of students in different Faculties of the University.

(xviii) Recommend to the Governing Body the rates of remuneration and allowances for the examination work.

(xix) Delegate such of its powers, as it may deem fit, to the Chairman of the Academic Council.

(xx) Make recommendation on any matter referred to it by the Chancellor or the Governing Body, as the case may be.

(7) The Academic Council shall exercise such other powers and perform such other duties as may be prescribed from time to time.

STATUTE NUMBER 12

FINANCE COMMITTEE

(UNDER SECTIONS 21(1)(d) and 25)

(1) The Finance Committee shall comprise the following persons, namely:-

(i)	The Chancellor or his nominee	:	Chairman
(ii)	The Vice-Chancellor	:	Member
(iii)	The Registrar	:	Member
(iv)	Chief Finance and Account Officer	:	Member Secretary
(v)	One member of the Governing Body to be nominated by the Chancellor	:	Member
(vi)	One person to be nominated by the Sponsoring Body	:	Member

(2) The tenure of the members of the Finance Committee, other than the ex-officio members, shall be of three years.

(3) The Finance Committee shall meet at least twice in each academic year. A notice for the meeting of the Finance Committee shall be given so as to reach the Committee members at least fifteen days in advance of the meeting.

(4) Four members of the Finance Committee, including the Chairman and CFAO, shall constitute the quorum at the meeting.

(5) Functions and powers of the Finance Committee shall be as follows:

(i) The Finance Committee shall consider the annual estimates of income and expenditure of the University prepared by the BOM and shall put them up to the Governing Body for its consideration and approval.

(ii) The Finance Committee shall consider the annual accounts of the University prepared by the BOM and its recommendations thereon along with the Annual Budget, and shall put them up to the Governing Body for its consideration and approval.

(iii) The Finance Committee may make its recommendations to the Governing Body to accept bequests, and donations of property to the University on such terms as it deems proper.

(iv) The Finance Committee may recommend mechanisms and ways and means to generate resources for the University.

(v) The Finance Committee may consider any other matter referred to it by the Governing Body and make its recommendations thereon.

(vi) The Finance Committee shall advise the Governing Body on any question affecting the finances of the University.

(vii) The Finance Committee shall be responsible for the observance of Regulations relating to the maintenance of accounts of the income and expenditure of the University.

STATUTE NUMBER 13

STANDING COMMITTEE

(1) Standing Committee of the University shall be constituted as under :

(i) Vice-Chancellor (Chairperson)

(ii) Registrar

(iii) CFAO

(iv) Dean Academic

(v) Deans of all Faculties of the University

(vi) Three senior Heads of Departments of the University by rotation (their term being three years).

The Vice-Chancellor can invite additional members to the Standing Committee as and when required.

(2) The Registrar shall act as the Secretary of the Standing Committee.

(3) Meeting of the Standing Committee shall be convened, as and when required, under the directions of the Vice Chancellor. One half of the members of the Standing Committee, including the Vice-Chancellor, shall constitute the quorum.

(4) Notice for the meeting of the Standing Committee along with the agenda will be served to the members at least 3 days in advance of the meeting. However, an emergency meeting of the Standing Committee can be called by the Vice Chancellor, as and when required, with one hour notice.

(5) The following shall be the functions and the responsibilities of the Standing Committee.

(i) To monitor functioning of the University as per the Act; the Statutes and the Ordinances from time to time.

(ii) To examine any matter referred to it by the Chancellor/ Vice-Chancellor and to make suitable recommendations. The recommendations of the Standing Committee shall be put up to the Board of Management.

STATUTE NUMBER 14

EXAMINATION COMMITTEES

(1) The Examination Committee of each Department shall comprise the following members:

(i) Dean of the Faculty – Chairman

(ii) Head of the Department

(iii) One senior teacher from each Programmes of Studies in the Department (other than the Head of the Department).

(2) The Examination Committee shall recommend to the Controller of Examination the names of Examination Paper Setters, Moderators and Examiners of different subjects. The Vice-Chancellor will have the right to add or delete names in the proposed list.

(3) To discretely and rationally review the examination results and where necessary recommend corrective actions to the Vice-Chancellor for future. However, if some serious distortions are noticed in any subject, the matter may be brought to the notice of the Vice-Chancellor to resolve the distortions.

Provided that an external member shall be included in the Examination Committee for conducting the review of examination results.

STATUTE NUMBER 15

FACULTIES

(1) The University shall have the following Faculties:

(i) Faculty of Science and Technology

(ii) Faculty of Life Sciences

(iii) Faculty of Social Sciences

(iv) Faculty of Computer Science & Information Technology

(v) Faculty of Engineering, Technology and Architecture

(vi) Faculty of Commerce

(vii) Faculty of Management

(viii) Faculty of Education and Physical Education

(ix) Faculty of Journalism and Mass Communication

(x) Faculty of Law

Such other Faculties, as may be approved by the Governing Body on the recommendation of the Academic Council, shall be added from time to time.

(2) Each Faculty shall have such departments as may be assigned to it by the Academic Council with the approval of the Board of Management.

STATUTE NUMBER 16

DEANS OF FACULTIES

There shall be a Dean for each Faculty. A Professor within the Faculty shall act as the Dean of the Faculty.

Provided that:

(1) If there is no Professor, an Associate Professor/ Assistant Professor shall act as Dean.

(2) The Dean shall be the Chairman of the Faculty Committee and shall be responsible for the observance of the Statutes, the Ordinances and the Regulations relating to the Faculty.

(3) The Dean shall be responsible for overall supervision and academic control of the Faculty and the conduct of teaching and research work in the Departments comprising the Faculty.

(4) The Dean shall exercise such other powers and perform such other functions and duties as may be assigned to him by the Governing Body or the Vice-Chancellor.

(5) The Faculty member appointed as Dean shall have the option to resign the Deanship at any time during his tenure and also decline the offer of appointment on his turn as Dean of the Faculty.

STATUTE NUMBER 17

CONSTITUTION OF FACULTY COMMITTEES

Each Faculty Committee shall comprise the following members, namely:

(1) The Dean of the Faculty who shall be the Chairman.

(2) The Heads of all Departments in the Faculty.

(3) All Professors in the Departments of the Faculty.

(4) One Associate Professor and one Assistant Professor, by rotation according to seniority, from each Department in the Faculty.

STATUTE NUMBER 18

POWERS OF THE FACULTIES

(1) The Faculty shall have such powers and shall perform such duties as given in the Ordinances and shall constitute a Board of Studies in each Department of the Faculty.

(2) The Faculties shall also consider and make such recommendations to the Academic Council on any matter pertaining to their respective spheres of work as may appear to them necessary or on any matter referred to them by the Academic Council.

STATUTE NUMBER 19

BOARD OF STUDIES

(1) There shall be a Board of Studies for each Department comprising:

(i) Head of the Department and all the Professors of the Department.

(ii) One Associate Professor and one Assistant Professor from each Programme of Studies in the Department.

(iii) Two members, from a panel of five, to be nominated and co-opted by the Department, from outside the University, from Academia/Industries, with the approval of Vice-Chancellor.

(2) The Head of the Department shall be the Chairman of the Board of Studies.

(3) The term of the co-opted members of the Board of Studies shall be three years.

(4) Detailed syllabi of the different Programmes of Studies of the Department shall be prepared by the Board of Studies and shall be submitted to the Academic Council for its approval and publication.

(5) Contents of the syllabi shall be revised and updated by the Board of Studies from time to time and shall be submitted to Academic Council for its approval.

(6) Meeting of the Board of Studies shall be arranged at least once in a year.

STATUTE NUMBER 20

STUDENTS' COUNCIL

(1) The Students' Council shall mainly function as a forum for providing feedback on the issues of students and their welfare.

(2) The Vice-Chancellor shall appoint on the Students' Council one student from each Department/Faculty who should be a full time student in the University and has secured the first position in order of merit in the preceding Examination.

(3) The Vice-Chancellor can also decide to involve other categories of students in the Students' Council depending on the need of students participation for the benefit of the University. SC/ST and girl students will be given adequate representation in the Students' Council.

STATUTE NUMBER 21

APPOINTMENT OF TEACHERS OF THE UNIVERSITY

(1) For the teaching positions in the University, namely the Professors, Associate Professors, and Assistant Professors, the Board of Management may recommend to the Governing Body for filling up the vacancies available in different Departments of the University.

(2) The Governing Body shall assess the recommendations of the Board of Management and approve filling up of teaching vacancies through an open advertisement and proper selection process.

(3) Teaching positions (Professors, Associate Professors and Assistant Professors) shall be advertised in the national News Papers of wide circulation clearly mentioning the required essential qualifications and experience and the pay scale for each advertised post as per norms

prescribed by the University Grant Commission (UGC) or any other Regulatory Body.

(4) A Screening Committee comprising three members, appointed by the Vice-Chancellor shall screen all the applications and prepare a summary of all the candidates satisfying the required essential qualifications and experience and to be called for the interview. Also, a list of candidates rejected and not to be called for the interview shall be made separately giving reasons for their rejection.

(5) Summary of all the screened applications shall be made available to the Selection Committee at the time of interview.

(6) The Selection Committee shall comprise the following members:

(i) The Vice-Chancellor -- Chairman

(ii) Dean of the concerned Faculty

(iii) Head of the concerned Department

(iv) Three subject experts nominated by the Vice-Chancellor from a panel of five experts approved by the Chancellor.

(v) One Observer, not connected with the University in any manner, to be nominated by the Chairman, Regulatory Commission.

(7) The Selection Committee shall recommend to the Governing Body the names, arranged in order of merit, if any, of the persons who it considers suitable for the appointment.

Provided that no recommendation shall be made unless at least two subject experts and the Observer under clause (6) mentioned above, are present in the Selection Committee meeting.

(8) After the approval of the recommendations of the Selection Committee by the Governing Body, appointment letters shall be issued by the Registrar.

(9) The retirement age of teachers shall be according to the norms of Regulatory Bodies, UGC, AICTE, MCI, etc.

(10) In addition to full-time teachers, the Board of Management / Vice-Chancellor may also decide to engage teachers for a fixed period/ on part time or on contractual basis. The terms and conditions (such as honorarium, TA/DA, conveyance charges, etc.) of persons on such engagements shall be decided by the Governing Body of the University, from time to time.

(11) Seniority of various categories of teachers shall be maintained by the University in accordance with the length of continuous service in a cadre.

STATUTE NUMBER 22

CATEGORIES OF THE NON-TEACHING EMPLOYEES

(1) The following categories of non-teaching employees shall be employed by the University:

(i) Regular/ Probationary Employees

(ii) Contractual Employees

(iii) Casual Employees

(2) The Regular employee is an employee who is appointed in a clear vacancy. The probationary period for such employees will be of two years.

(3) Contractual employee means an employee who is appointed on contract for a specified period.

(4) Casual Employee means an employee who is engaged on the basis of a Muster Roll.

(5) The terms and service conditions of all the above categories of employees shall be as provided in the Regulations.

STATUTE NUMBER 23

OTHER OFFICERS OF THE UNIVERSITY

(1) The following shall be other Officers of the University:

(i) Pro-Vice-Chancellor(s)

The Pro-Vice-Chancellor(s) shall be appointed by the Vice-Chancellor from among the Professors of the University for a tenure of three years.

(a) The Pro-Vice-Chancellor shall hold office at the pleasure of the Vice-Chancellor.

(b) The Pro-Vice-Chancellor shall get a monthly honorarium and such facilities as may be decided by the Board of Management.

(c) The Pro-Vice-Chancellor shall assist the Vice-Chancellor in such manner as may be specified by the Vice-Chancellor, exercise such powers and perform such duties as may be assigned or delegated to him by the Vice-Chancellor and in the absence of the Vice-Chancellor, perform the duties of the Vice-Chancellor

(ii) Controller of Examination:

(a) The Controller of Examination, who is a full time Officer, shall be appointed following the procedure for appointment of the Registrar.

(b) When the office of the Controller of Examination is vacant or when the Controller of Examination is, by reason of illness or absence for any other cause, unable to perform the duties of the Controller, his duties shall be performed by such person as the Vice-Chancellor may appoint for the purpose.

(c) The Controller of Examination shall control the conduct of examinations, all other arrangements necessary therefor and execution of all processes connected therewith.

(iii) Librarian:

The Librarian shall be a full time salaried Officer of the University, and his appointment will be made following the procedure as laid down in the Statute No. (21), through the clause (3) to (8) for the Teachers.

(iv) Dean of Students Welfare (DSW):

The Dean of Students Welfare shall be an Officer of the University and shall be appointed by the Vice-Chancellor from amongst the Teachers of the University.

(2) The powers and responsibilities of the Controller of Examination, the Librarian and the Dean of Students Welfare (DSW) shall be as specified in the Statutes/ Ordinances/ Regulations.

STATUTE NUMBER 24

CONFERMENT OF HONORARY DEGREES AND ACADEMIC DISTINCTIONS

(1) Proposals for conferment of an Honorary Degree and Academic Distinction shall be made in writing through the Department by any Faculty Member and Head of the Department will forward it to the Vice-Chancellor.

(2) The Board of Management shall constitute a Committee with the following composition to consider the proposals for conferment of Honorary Degrees and Academic Distinction and make recommendations for the conferments.

(i) Vice Chancellor, Chairman

(ii) Two nominees of the Board of Management

(iii) One nominee of the Sponsoring Body

(3) The recommendations of the Committee shall be considered by the Governing Body for ratification.

STATUTE NUMBER 25

PROVISION REGARDING FEE AND OTHER CHARGES PAYABLE BY THE STUDENTS

(1) All the Programmes of Studies in the University shall be run on self finance mode. The following types of fees and charges may be charged from the students;

(a) Fees

(i) Admission fee
(ii) Tuition fee for the Programmes of Studies
(iii) Library fee
(iv) Laboratory fee

(b) Charges

(i) Prospectus/ Registration form
(ii) Development charges
(iii) Examination charges
(iv) Cultural and students activity charges

(v) Sports and games charges
(vi) Medical Insurance charges
(vii) Caution money

The University can from time to time introduce other heads of fees and charges in accordance with the requirements of the programmes of study.

(2) In addition, fees for duplicate mark sheets, revaluation, issuance of degree and such others examination or result related fee may be realised from the students.

(3) The components of fee may vary from course to course and shall be decided by the Board of Management for each course.

(4) The fee structure of various Programmes of Studies and provision of exemption from tuition fee will be decided by the Board of Management from time to time and the information will be made available to the students along with the prospectus for the concerned session.

(5) The fee for the various Programmes of Studies will be declared in their respective Admission Brochures.

(6) The University shall at the end of the Academic Year before June 30, pay to the Regulatory Commission 1% of the Fees collected during the Year by Bank Transfer.

STATUTE NUMBER 26

ADMINISTRATION OF ENDOWMENT FOR THE AWARD OF FELLOWSHIPS, SCHOLARSHIPS, MEDALS AND PRIZES IN THE UNIVERSITY

(1) The Board of Management may accept donations for creation of endowment fund for the award of Fellowships, Scholarships, Stipends, Medals and Prizes of the recurring nature.

(2) The Board of Management shall administer all the endowments.

(3) The award shall be made out of the annual income accruing from the endowment. Any part of the income which is not so utilized shall be added to the endowment.

(4) (i) The Board of Management shall make decisions for gainful investment of the component of the income from the endowment, which is earmarked for the awards, in a Nationalized/ Schedule Bank.

(ii) The value of endowment necessary for instituting an award shall be decided by the Board of Management.

(5) Endowment shall be accepted consistent with the profile of the award, and effect shall be given to the wishes of the donor as far as possible.

(6) In case any endowment is accepted by the Board of Management, the Board shall make a Regulation for it, giving such details as the name of the donor, name of endowment, initial value and the purpose of the endowment, etc.

(7) Approval of awardees of Fellowships, Scholarships, Medals and Prizes according to specific Regulation (s) / Ordinance (s) belonging to the specific endowment will be given by the Board of Management.

STATUTE NUMBER 27

CONVOCATION

(1) The Convocation for the award of the Degrees, Diplomas and other Distinctions of the University shall normally be held annually in the main campus of the University or at such other place as may be approved by the Governing Body.

(2) The Academic Council shall frame Regulations relating to the format of the Degree and Diploma documents, Certificates and Citations, their text, issuance of these documents in absentia, duplicate documents and the procedure for holding Convocations.

(3) The Visitor and in his absence the Chancellor shall preside over the Convocation function of the University. In the absence of both, the Vice-Chancellor shall preside over the Convocation function.

STATUTE NUMBER 28

ADMISSION OF STUDENTS

(1) Admission to various Programmes of Studies shall be governed by the Ordinances framed for the purpose.

(2) The University may conduct its own entrance test, if necessary, or may utilize the merit lists of such examinations/ tests conducted by different State/ National/ Professional Bodies.

(3) The admission in Medical, Dental and other courses related to Health Sciences shall be made according to the directions issued by the Medical Education Department, Government of M.P./ MCI/ DCI and other Regulatory Bodies from time to time.

STATUTE NUMBER 29

ANNUAL REPORT

(1) The Annual Report of the University along with the audited income and expenditure account and the balance sheet, shall be prepared by the Board of Management.

(2) The report shall be placed before the Governing Body for approval.

(3) A copy of the Annual Report prepared under Sub-section (1) shall be presented to the Visitor and to the Regulatory Commission after approval by the Governing Body.

STATUTE NUMBER 30

RESIGNATION

Any resignation tendered by any employee shall be processed as per the Regulations made for the purpose.

STATUTE NUMBER 31

ACTION AGAINST TEACHERS

Where there is an allegation of misconduct against a teacher, the Vice-Chancellor shall constitute a Fact Finding Committee and if necessary, based on the report of Fact Finding Committee, may institute an Inquiry Committee for the purpose.

(1) Based on the report of Inquiry Committee, the Vice-Chancellor may decide the course of action including suspension depending on the severity of the misconduct. However, for taking actions to the extent of termination of the Teacher concerned, the Vice-Chancellor shall report the matter to the Governing Body who shall decide the case on merits.

Provided that an opportunity shall be given to the charged teacher to present his case.

(2) An appeal against any action ordered can be made to the Chancellor within 30 days from the date of receiving such order; and the Chancellor may after due considerations refer the case back to the Governing Body with his comments for consideration. The decision of the Governing Body after the due consideration shall be final.

STATUTE NUMBER 32

ACTION AGAINST NON-TEACHING EMPLOYEES

(1) Where there is an allegation of misconduct against a non-teaching employee, the Registrar shall constitute a Fact Finding Committee and if necessary, based on the report of the Fact Finding Committee, may institute an Inquiry Committee for the purpose.

(2) Based on the report of the Inquiry Committee, the Registrar may decide the course of action including suspension depending on the severity of the misconduct. However, for taking actions to the extent of termination of the non-teaching employee concerned, the Registrar shall report the matter to the Vice-Chancellor who shall decide the case on merits.

Provided that an opportunity shall be given to the charged employee to present his case.

(3) An appeal against any action ordered can be made to the Chancellor within 30 days from the date of receiving such order; the decision of the Chancellor shall be final.

STATUTE NUMBER 33

SETTLEMENT OF DISPUTES

Any dispute between the University and its officers, faculty members, other employees and students shall be resolved in accordance with the provisions made in the University Ordinances, taking into consideration the Arbitration and Conciliation Act, 1996 of the Government of India.

STATUTE NUMBER 34

EXAMINATIONS

The Academic Council shall frame comprehensive Regulations on Examinations with the approval of the Board of Management.

These Regulations shall include:

1. Academic structure of Programmes of Studies and corresponding Schemes of Examinations
2. Grading system and Criteria for passing the courses
3. Appointment of Paper Setters, Examiners and Co-examiners
4. Continuous Evaluation
5. Evaluation and Re-evaluation of theory examinations
6. Procedure for preparation of examination question papers
7. Conduct of Examination
8. Appointment of Amanuensis for writing examination
9. Disciplinary control during examination
10. Review of Results
11. Declaration of results
12. Supplementary examinations

STATUTE NUMBER 35

THE PROCTORIAL BOARD

(UNDER SECTIONS 21 (1)(d) and 25)

(1) There shall be a Proctorial Board to maintain discipline among the students of the University. It shall comprise the following members:

- (i) A Professor nominated by Vice-Chancellor (Chairman)
- (ii) The Chief Proctor (Convener)
- (iii) Dean of Students Welfare
- (iv) All Proctor (s)
- (v) All Wardens of the Hostels
- (vi) Two students nominated by the Vice-Chancellor.

(2) The Proctorial Board shall prepare a Code of Conduct and a document for disciplinary action for the students and shall place them before the Board of

Management for its approval.

(3) Any violation of the Code of Conduct or breach of any Regulation of the University by any student shall be regarded as an act of indiscipline and shall make the student liable for disciplinary action to be initiated by the Chief Proctor.

(4) The Chief Proctor and Proctors shall be appointed by the Vice-Chancellor from amongst the teachers of the University, the number of Proctors will be determined by the Vice-Chancellor depending on the enrollment of students in the University.

(5) The Chief Proctor and Proctors shall be appointed by the Vice-Chancellor for a period not exceeding three years.

Provided that the Vice-Chancellor may remove the Chief Proctor or any Proctor before the completion of his tenure if he fails to discharge the duties well or if his activities are prejudicial to the interest of the University.

(6) The Powers and duties of Chief Proctor:

(i) The Chief Proctor and all Proctors shall be responsible for maintaining discipline of students in the University.

(ii) He shall get a Proctorial Form filled by every student and keep it for the record in his office.

(iii) He shall issue Identity Card to every student under his seal and signature.

(iv) He shall place all the matters approved by the Vice-Chancellor, which are brought to his notice, before the Proctorial Board.

STATUTE NUMBER 36

DEAN OF STUDENTS WELFARE

(1) The Dean of Students Welfare shall be appointed from amongst the Professors of the University on the recommendation of the Vice Chancellor.

(i) The first Dean of Students Welfare shall be an Officer of the University. He shall be appointed by the Chancellor for a period of two years.

(ii) The subsequent Dean of Students Welfare shall be appointed for a term of three years by the Board of Management on the recommendation of Vice-Chancellor.

(2) The Honorarium of the Dean of Students Welfare shall be decided by the Board of Management.

(3) The Dean of Students Welfare shall, if required by the Board of Management, Academic Council or other Authorities, shall be present at any meeting of the University Authority concerned where matters relating to students welfare come up for consideration by the Authorities.

(4) Subject to the control of the Vice-Chancellor and the Board of Management, the Dean of Students Welfare shall:

(i) make arrangement to ensure suitable lodging and boarding facilities to the

students, who desire to live in hostels.

(ii) arrange for employment of students in accordance with plans approved by the Vice-Chancellor and the Board of Management.

(iii) assist the students in obtaining scholarship, studentships, etc. by furnishing them the information relation to these.

(iv) communicate with the guardians of the students on matters concerning the welfare of the students.

(v) perform such other duties as may be assigned to him from time to time by the Vice-Chancellor and the Board of Management.

STATUTE NUMBER 37

ENDOWMENT FUND AND ITS INCOME

An Endowment Fund of Rs. 5.00 Crores shall be invested and reinvested in accordance with Section 11(1) of the Act in such a manner and for such periods as decided by the Finance Committee to optimize the return on the investment. Upto 50% of the annual income from the investment may be returned to the Sponsoring Body every year. The remaining income shall be earmarked for the development of infrastructure of the University.

The forfeiture of the Endowment Fund by the State Government in the event of noncompliance of the provisions of the Act, Statutes and Ordinances, shall be in accordance with the provisions of Section 11(2) of the Act. The State Government shall give due consideration to the response of the Sponsoring Body to the notice of forfeiture given by the Government, before forfeiture. The forfeited amount shall be returned to the Sponsoring Body after removal of the noncompliance and submitting documentary evidence thereof, for crediting the returned amount back in the Endowment Fund.

STATUTE NUMBER 38

MISCELLANEOUS

1) Creation of a new Department and abolition or restructuring of an Existing Department :-

On the receipt of a proposal for creation of a new Department/ abolition/ restructuring of an existing department, the Academic Council will discuss and send its recommendation to the Chancellor for approval. After the approval of the recommendation by the Chancellor, the Vice-Chancellor will issue an order and will implement it accordingly.

In case of abolishing a Department, the interest of the students shall be safeguarded so that they complete their Courses of Study. The Regulatory Commission shall be

duly informed when a new Department is created and when an existing Department is abolished or restructured.

2) Alteration of the number of seats in different courses of study in the University :-

The number of seats in different course of study will be decided by the Academic Council and a proposal shall be sent to the Chancellor for his approval. A similar procedure will be followed for alteration of the number of seats in different course of study. It would, however, be in conformity with the Regulatory Bodies such as AICTE, NCTE, etc.

3) Creation of posts and procedure for its abolition :-

In the initial stage the Governing Body will propose the number of posts to be created as per the Statutes. The Chancellor shall approve the number of posts required for the establishment of the University as per the Statutes. After creation of the Board of Management, the proposal for creation of posts or procedure for their abolition will be submitted to the Board of Management for its approval. After the approval of the Board of Management, the proposal shall be sent to the Chancellor for final approval.

नियंत्रक, शासकीय मुद्रण तथा लेखन सामग्री, मध्यप्रदेश द्वारा शासकीय केन्द्रीय मुद्रणालय, भोपाल से मुद्रित तथा प्रकाशित—2012.