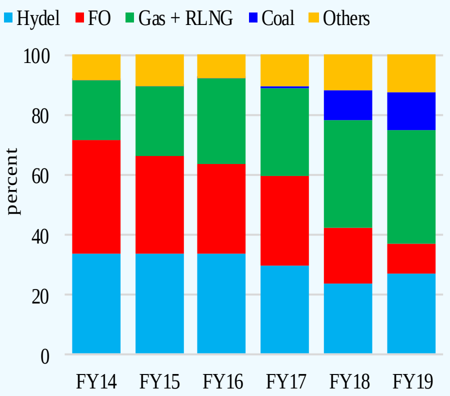
خصوصی سیکشن 1: پاکستان میں بجلی کی قیمتیں مسلسل بلند کیوں رہتی ہیں؟

خ 1.1 تعارف

پچھلے پانچ برسوں کے دوران پاکستان میں بجلی سازی کے شعبے میں بڑی حد تک تبدیلیاں رونما ہوئی ہیں۔ جون 2013ء کے بعد بجلی سازی کی مجموعی پیداواری استعداد میں 40 فیصد سے زائد اضافہ ہوا، ساتھ ہی اس ضمن میں سستے ایندھن کی جانب پیش قدمی واضح نظر آتی ہے (**شکل خ 1.1**)۔ اس تبدیلی کے پیچھے کارفرما مقصد ملک میں بجلی کی بندش میں کمی لانا اور توانائی کے نرخ سستے کرنا تھا۔ اگرچہ گذشتہ پانچ برسوں میں لوڈ مینجمنٹ میں خاطر خواہ کمی واقع ہوئی ہے لیکن بجلی مہنگی ہونے کا مسئلہ برقرار رہا۔ نیپرا کے مقرر کردہ بجلی کے نرخ کم ہونے کے بجائے بلند رہے، جس کی بنا پر حکومت زرِاعانت کے اخراجات با معنی انداز میں کم نہ کر سکی۔

شکل خ 1.1: ایندھن کے لحاظ سے بجلی کی پیداوار کا موازنہ

Figure S1.1: Fuel-wise Comparison of Power Generation



Data source: National Electric Power Regulatory Authority

اس سیکشن میں ملک میں بجلی کے نرخ طے کرنے کے طریقۂ کار کی تفصیلات فراہم کی جائیں گی، اور ان وجوہ کا احاطہ بھی کیا جائے گا جن کے سبب ایندھن کی قیمتوں میں واضح کمی کے باوجود بجلی کے نرخ کم نہ ہو سکے۔ تجزیے سے معلوم ہوتا ہے کہ ملک میں بجلی کے نرخوں میں استعدادی (کپیسٹی) ادائیگیوں کا بڑا حصہ ہے اور حالیہ برسوں میں ان ادائیگیوں میں جو اضافہ ہوا اس نے ایندھن کی لاگت میں کمی کے فوائد کو مکمل طور پر زائل کر دیا ہے۔ ایسا لگتا ہے کہ جب تک بجلی کی ترسیل اور تقسیم کے نظام میں خاطر خواہ سرمایہ کاری نہیں ہو گی تب تک پیداواری استعداد میں اضافے کے سبب بجلی کے نرخ بلند سطح پر ہی رہیں گے۔ مزید بر آں، اگر حکومت زرِاعانت سے چھٹکارا حاصل کرنا چاہتی ہے تو اسے بجلی کے پورے نظام کی قدری زنجیر میں اصلاحات لازمی طور پر کرنا ہوں گی تا کہ گھریلو استعمال، بر آمد کنندگان اور دیگر صارفین کو سستی بجلی کی فراہمی یقینی بنائی جا سکے۔

خ 1.2 بجلی کے نرخوں کا تعین کیسے ہوتا ہے؟

قبل اس کے کہ ہم اس معاملے کا باریک بینی سے جائزہ لیں، یہ سمجھنا اہم ہے کہ بجلی کے نرخوں کا تعین کیسے ہوتا ہے۔ اپنے ٹیرف اسٹینڈرڈ اینڈ پروسیجر رولز 1998ء کے تحت، نیپرا بجلی کی تمام پیداواری، تقسیم کار اور ترسیلی کمپنیوں کے لیے نرخ کا تعین کرتی ہے۔ اس کی تفصیلات

خ 1.1: بجلی کی قدری زنجیر کے مختلف مراحل پر نرخوں کے اجزا

تقسیم (خردہ نرخ)	ترسیل	پیداوار
الف۔ بجلی کی قیمتِ خرید کپیسٹی منتقلی کا چارج توانائی چارج تغیر پذیر عملی اور مرمتی لاگت سسٹم چارج کا استعمال	الف۔ سسٹم چارج کا استعمال	الف۔ کپیسٹی منتقلی کا چارج زمین کی خریداری؛ نقشہ سازی، اشیا کی خریداری اور تعمیرات؛ ٹیکس اور ڈیوٹیاں؛ فیس اور انفراسٹرکچر؛ بیمہ؛ انتظامیہ اور یوٹیلٹیز؛ مالکاری فیس؛ قرضوں پر سود کی ادائیگی؛ ایکویٹی پر منافع
ب۔ تقسیم کار مارجن عملی اور مرمتی لاگت؛ تنخواہیں، اجرتیں اور دیگر فوائد؛ گھسائی؛ دیگر عملی اخراجات؛ اساسی شرح پر نفع؛ دیگر آمدن		ب۔ توانائی چارج ایندھن کی قیمت؛ تھرمل کارکردگی بشمول فرسودگی اور صفائی؛ پیداوار؛ شرح حرارہ جاتی قدر؛ اور جزوی لوڈنگ
ج۔ ترسیل و تقسیم کے نقصانات (اجازت کا حامل)		ج۔ تغیر پذیر عملی اور مرمتی (او اینڈ ایم) جز
صارفی نرخ (الف + ب + ج + د)		

کا خلاصہ **جدول خ 1.1** میں درج ہے۔

پیداواری سطح پر نرخوں کا تعین بجلی خریدنے کے ان معاہدوں (پی پی اے) کی بنیاد پر ہوتا ہے جو بجلی کے پیداکنندگان (آئی پی پیز اور بجلی کی پیداکنندگان سرکاری کمپنیاں) اور واحد خریدار یعنی بجلی کی مرکزی خریدار ایجنسی (سی پی پی اے) کے درمیان ہوتا ہے۔ بجلی خریدنے کے معاہدوں سے درج ذیل عوامل کی بنیاد پر انفرادی پیداکنندگان کی آمدنی کی ضروریات کا حساب لگایا جاتا ہے، (i) کپیسٹی چارج، جس میں بجلی گھر کے نقشے اور تعمیر سے متعلق لاگت، ایکویٹی پر ضمانتی منافع، اور مع دیگر قرضے کی مالکاری کے چارجز شامل ہوتے ہیں؛ اور (ii) توانائی چارج، جو تغیر پذیر لاگت، بنیادی ایندھن (جو نیپرا کی طرف سے ایندھن کی قیمتوں کے نشانیے کی بنیاد پر طے ہوتا ہے) اور عملی اور مرمتی لاگت کا احاطہ کرتا ہے۔[1]

[1] یہاں یہ بات قابلِ ذکر ہے کہ کپیسٹی ادائیگیاں تمام وقت بجلی کی مناسب دستیابی یقینی بنانے کا ذریعہ ہیں۔ اس طرزِ فکر سے معلوم ہوتا ہے کہ "طلب پوری کرنے کے لیے خاطر خواہ رسد ہمیشہ دستیاب ہونی چاہیے لیکن اس سے حقیقی مدت کی طلب کو پورا کرنے کی غرض سے بجلی کے ذخائر کی ضرورت کم نہیں ہوتی"۔ کپیسٹی ادائیگیاں متعدد ملکوں بشمول برطانیہ، چلی، ارجنٹائن، برازیل، جنوبی کوریا اور انڈونیشیا میں بجلی کے شعبے میں سرمایہ کاری کو فروغ دینے کے لیے استعمال ہوتی ہیں۔ تاہم، مختلف ممالک میں ان کپیسٹی ادائیگیوں کے تعین کا طریق کار مختلف ہے۔ ماخذ: .Report on Market Design for Capacity Markets in India, Published by GIZ

یہ امر اہم ہے کہ کپیسٹی چارج کی وقتاً فوقتاً اشاریہ بندی کی جاتی ہے جس میں شرح مبادلہ، ملکی شرح سود، بیرونی شرح سود وغیرہ کے عوامل شامل ہیں۔ مزید برآں، بجلی کی (پیدا کردہ اور) فروخت کردہ مقدار سے قطع نظر پیدا کنندگان کو یہ کپیسٹی چارج عائد کرنے کی اجازت ہے۔[2] اس کے برخلاف، ان کی تغیر پذیر لاگت کا انحصار بجلی کی پیداشدہ اور فروخت شدہ مقدار کے تخمینے اور مختلف ایندھنوں (مثلاً، فرنس آئل، آر ایل این جی، کوئلہ) کے استعمال اور ان کی قیمتوں کے موازنے پر ہے۔ ایندھن کی لاگت نیپرا کے نشانیے سے کم ہو یا زیادہ، اسے قیمتوں کے ردوبدل کے اثر (فیول پرائس ایڈجسٹمنٹ) کے طور پر صارفین کو منتقل کر دیا جاتا ہے، اور سابقہ مہینے میں استعمال شدہ یونٹس کی بنیاد پر یہ صارفین کے بجلی کے بلوں میں علیحدہ سے شامل نظر آتا ہے۔[3]

ترسیلی سطح پر، نرخوں میں سسٹم چارج کا استعمال (UoSC) شامل ہے جو این ٹی ڈی سی کو واجب الادا ہوتا ہے۔ اس چارج میں این ٹی ڈی سی کی محاصل کی ضروریات کو ملحوظِ خاطر رکھا جاتا ہے، جس میں انتظامیہ، مارک اپ ادائیگیوں، کارپوریٹ ٹیکس، مرمت اور اس کے ساتھ ساتھ ایکویٹی پر منافع کے مجاز اخراجات شامل ہیں۔ ان اجزا کے حوالے سے گذشتہ میعاد کے ردوبدل کی بھی اجازت ہے۔ بعد ازاں سسٹم کے چارج کے استعمال کا تعین کلوواٹ آور کے حساب سے کرنے کے لیے محاصل کی ضروریات کو این ٹی ڈی سی کے ترسیلی نیٹ ورک سے منسلک تمام تقسیم کار کمپنیوں اور بجلی کے بڑے صارفین کی حد درجہ طلب کے اشاریے سے تقسیم کیا جاتا ہے۔

بالآخر تقسیم کے مرحلے پر بجلی کے خردہ نرخ کا تعین کیا جاتا ہے۔ یہاں پر ہر ایک تقسیم کار کمپنی کے لیے بجلی کی قیمتِ خرید کا حساب بلحاظِ کلوواٹ آور لگایا جاتا ہے، جس میں بجلی کے پیدا کنندگان کو ادا کردہ کپیسٹی اور توانائی چارج کے ساتھ ساتھ این ٹی ڈی سی کو ادا کردہ سسٹم چارج کا استعمال بھی شامل ہے۔ سب سے بڑھ کر نیپرا تقسیم کار کمپنیوں کو تقسیم کاری کی مد میں منافع کمانے کی اجازت دیتی ہے، جس کا مقصد ان کے آپریشنز، مرمت، تنخواہوں اور گھسائی کے ساتھ ساتھ اساسی شرح پر منافع کے حوالے سے آنے والی لاگت کا جزوی طور پر احاطہ کرنا ہے۔ نیپرا تقسیم کار کمپنیوں کے نقصانات کو ان کے نرخوں کا حصہ بنانے کی بھی اجازت دیتی ہے۔ صارف کے لیے نرخ کا تعین کرتے ہوئے پچھلے برس کے ردوبدل کو بھی زیرِ غور لایا جاتا ہے۔

[2] آئی پی پیز کے ساتھ بجلی خریدنے کے معاہدوں میں کپیسٹی ادائیگیوں کا طریقۂ کار طے کر دیا گیا ہے۔

[3] اس کا سبب مختلف ایندھنوں کا فی الواقع استعمال اور نیپرا کی طرف سے مختلف ایندھنوں (مثلاً، گیس کی قلت نے بجلی گھروں کو متبادل کے طور پر زیادہ مہنگے ہائی اسپیڈ ڈیزل کے استعمال پر مجبور کیا) کے مجوزہ استعمال میں تبدیلی ہو سکتا ہے؛ اور / یا عالمی منڈی میں ایندھن کی قیمتوں میں تبدیلی۔ یہ دونوں ہی پیداواری لاگت کو خود بخود بڑھا (یا کم) کر سکتے ہیں اور ایندھن کی قیمتوں میں ردوبدل کا اثر (ایف پی ایز) کے ذریعے صارفین تک منتقل کیا جاتا ہے۔

بجلی کے نرخوں کے بارے میں درج بالا بحث سے حاصل شدہ اہم معلومات درج ذیل ہیں:

(i) اگر کوئی بجلی کا پیدا کنندہ نیشنل گرڈ کو ایک یونٹ بجلی بھی فراہم نہ کرے، تب بھی اسے کپیسٹی چارج ادا کیا جائے گا (اس صورت میں ایندھن چارج صفر ہو گا) جسے بالآخر بجلی کی خردہ قیمت میں شامل کیا جائے گا؛

(ii) روپے کی قدر میں کمی اور/یا ملکی یا بیرونی شرح سود میں اضافے کے سبب کپیسٹی چارج اور خردہ قیمت میں اضافہ ہو جائے گا؛

(iii) کوئی نیا پیداواری پلانٹ لگایا جاتا ہے تو پھر کپیسٹی چارج کے لیے محاصل کی مجموعی ضروریات بڑھ جائیں گی۔ اگر یہ نیا پلانٹ سو فیصد استعداد کے ساتھ کام کرے اور پیدا کردہ بجلی کے تمام یونٹ فروخت کرنے کے قابل ہو تو پھر کپیسٹی چارج بحساب روپے فی کلوواٹ آور برقرار رہے گا۔ تاہم اگر یہ اپنی پوری استعداد پر کام نہیں کرتا تو پھر کپیسٹی چارج بحساب روپے فی کلوواٹ آور بڑھ جائے گا، اور صارف کے لیے بھی نرخ میں اضافے کا موجب بنے گا۔

(iv) اگر تھرمل بجلی کی ہیئت ترکیبی کا جھکاؤ مہنگے ایندھن سے بننے کی طرف جائے، مثلاً سستے ایندھن کی کمی کی بنا پر، پھر توانائی چارج بحساب روپے فی کلوواٹ آور بڑھ جائے گا۔

(v) اگر اہلیت کے معیار کو ملحوظِ خاطر نہ رکھا جائے اور بہتر کارکردگی کے حامل پلانٹس سے قبل نیم کارگر پلانٹس کو بجلی کی ترسیل کا موقع دیا جائے، تو اس سے توانائی چارج بڑھ جائے گا۔

(vi) اگر نیپرا تقسیم کار کمپنیوں کو ترسیل اور تقسیم کاری کے اور زیادہ نقصانات اپنے نرخ میں شامل کرنے کی اجازت دے، تو پھر صارف کے لیے نرخ بڑھ جائیں گے۔

(vii) اگر نیپرا توانائی کے شعبے کی قدری زنجیر کے کسی مرحلے پر مزید عملے کے تقرر کی اجازت دے، تو اس سے خردہ نرخ بڑھ جائیں گے۔

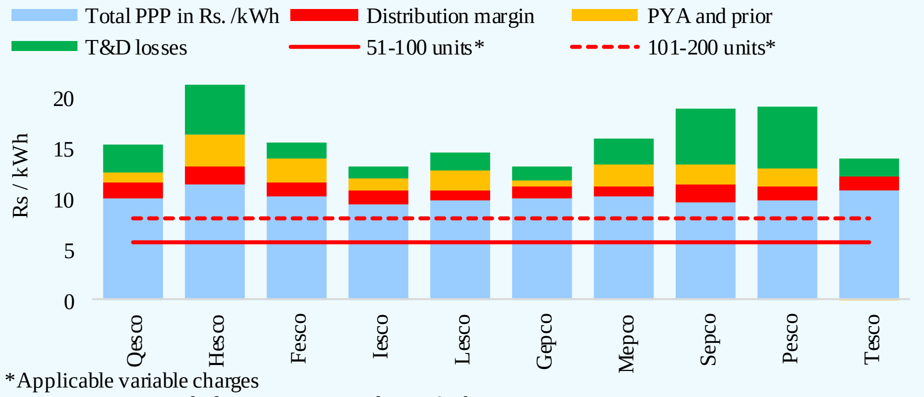
(viii) قابلِ تجدید (پن، پوَن اور شمسی) ذرائع سے بجلی کی مجموعی پیداواری لاگت بنیادی طور پر کپیسٹی چارج ہے، کیونکہ اس میں ایندھن چارج (اگر کوئی ہو تو) نہ ہونے کے برابر ہے۔

تاہم، یاد رہے کہ اگرچہ صارف کے لیے نیپرا کی طرف سے متعین کردہ نرخوں میں درج بالا پیش رفتوں کے باعث تبدیلیاں ہوتی ہیں، حقیقی نرخ کا اعلان حکومت کرتی ہے تاکہ تمام تقسیم کار کمپنیوں کے نرخ یکساں رہیں۔ اس میں زرِ اعانت کا عنصر ہوتا ہے تاکہ بڑھتی ہوئی پیداواری اور/یا تقسیم کاری کی لاگت سے صارفین تحفظ فراہم کرتی ہے۔

خ 1.3 بجلی کے بڑھتے ہوئے موجودہ نرخ

جیسا کہ **شکل خ 1.2** سے ظاہر ہے، بجلی خریدنے کے نرخ صارف کے لیے نیپرا کے متعین کردہ نرخ کا اوسطاً 65 فیصد ہوتے ہیں۔ کچھ موثر تقسیم کار کمپنیاں جیسے گیپکو اور آئیسکو، کے صارفین کے لیے نیپرا کی طرف سے متعین کردہ نرخ میں بجلی کی قیمتِ خرید کا حصہ بالترتیب 76 اور 71 فیصد تک بلند ہے۔ یہ بات بھی قابل ذکر ہے کہ حکومت کی جانب سے 200 یونٹ بجلی استعمال کرنے والے صارفین کے لیے اعلان کردہ نرخ اُس سطح سے بھی کم ہیں جن پر تقسیم کار کمپنیوں نے بجلی کی مرکزی خریدار ایجنسی (سی پی پی اے) سے بجلی حاصل کی تھی۔ اس سے مراد یہ ہے کہ اگرچہ بجلی کی صارف کو منتقلی کے دوران زرِ اعانت کی سہولت دیتے ہوئے، حکومت نہ صرف تقسیم کار کمپنیوں کی نا اہلی کا مالی بار اٹھاتی ہے (خصوصاً حیدرآباد، سکھر اور پشاور ریجن میں کام کرنے والی)، بلکہ پیداواری شعبے کی کم کارکردگی اور فاضل استعداد کا بھی خمیازہ بھگتی ہے۔

شکل خ 1.2: نرخوں کی ہیئتِ ترکیبی بلحاظِ صارفین (2019ء کے اعلامیے کے مطابق)



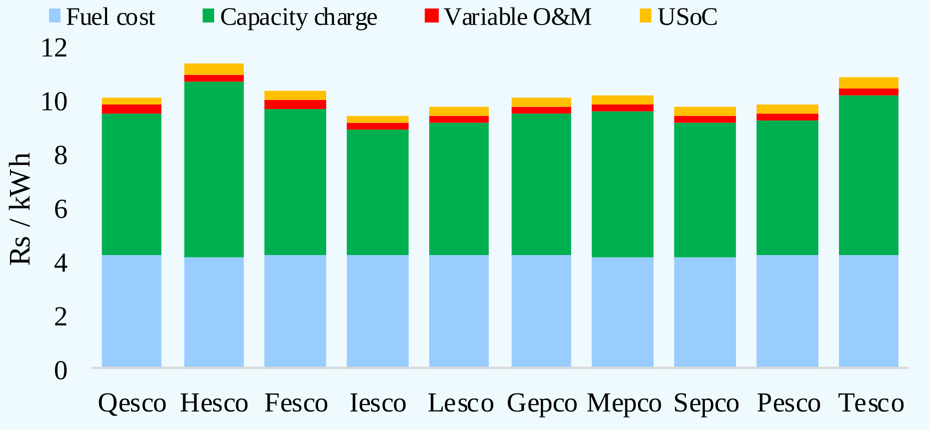
*Applicable variable charges
Data source: National Electric Power Regulatory Authority

مؤخر الذکر کی وضاحت اس حقیقت سے ہوتی ہے کہ بجلی کی قیمتِ خرید میں سب سے زیادہ حصہ کپیسٹی چارج کا ہوتا ہے (**شکل خ 1.3**)۔ مطلق معنوں میں مالی سال 19ء کے لیے کپیسٹی ادائیگیوں کا تخمینہ 664 ارب روپے ہے، جو گذشتہ برس سے تقریباً 60 فیصد زیادہ ہے۔ اس اضافے کے جزوی اسباب سال کے دوران سسٹم میں تقریباً 729 میگاواٹ اضافی بجلی کا شامل ہونا؛ بجلی کی رسد میں معتدل اضافہ؛ صوبائی حکومتوں کے لیے پن بجلی خالص منافع (این ایچ پیز) میں اضافہ؛ اور منسلکہ واجبات ہیں۔ جیسا کہ درج ذیل سیکشن میں بتایا گیا ہے، بڑے صارفین کے لیے بڑھتی ہوئی کپیسٹی ادائیگیوں کا بجلی کے نرخوں (نیپرا کے طے کردہ) میں مسلسل اضافے میں بڑا حصہ رہا ہے۔ اس تناظر میں، آگے چل کر ان نرخوں میں مزید اضافے کا امکان ہے۔

خ 1.4 بڑھتی ہوئی کپیسٹی ادائیگیوں نے ایندھن کی لاگت میں کمی کے فائدے کو زائل کر دیا

اگر ہم 2013ء سے 2018ء کے درمیان نرخوں کا موازنہ کریں تو یہ واضح ہو جاتا ہے کہ اگرچہ تیل کی پست قیمتوں اور ایندھن کی ملکی ہیئت ترکیبی بدلنے کے باعث ایندھن چارجز میں کمی تو یقیناً ہوئی لیکن کپیسٹی چارجز بڑھ گئے۔ تقریباً تمام تقسیم کار کمپنیوں کے لیے کپیسٹی چارج میں اضافہ ایندھن کی قیمتوں میں کمی کے فائدے کو زائل کرنے کا موجب بنا (**شکل خ 1.4**)۔ اس رجحان کی وجوہ درج ذیل ہیں:

شکل خ 1.3: بجلی کی قیمتِ خرید کی تفصیلات (جنوری 2019ء کے اعلامیوں کے مطابق)



Data source: National Electric Power Regulatory Authority

(1) بجلی کی ترسیل استعداد میں اضافے کے مقابلے میں کم رہی

جون 2014ء سے مارچ 2019ء کے اختتام تک بجلی کی ملکی استعداد 45.7 فیصد (7.8 فیصد مرکب سالانہ شرح نمو) بڑھ کر 34282 میگاواٹ ہو گئی۔[4] اس سے بجلی کے شعبے اور اس کے ساتھ ساتھ سی پیک سے متعلقہ توانائی منصوبوں میں بھاری حکومتی سرمایہ کاری کی عکاسی ہوتی ہے۔ اگرچہ اس عرصے کے دوران پیدا کنندہ کمپنیوں کی جانب سے بجلی کی فروخت میں اضافہ ہوا، لیکن یہ اضافہ کپیسٹی لاگت کو برقرار رکھنے کے لیے ناکافی ثابت ہوا۔ معاملات کو درست تناظر میں دیکھنے کے لیے نیپرا کے تخمینے فائدہ مند ہیں: اس ضوابطی اتھارٹی کے مطابق جو توانائی فروخت کی گئی اس میں مالی سال 18ء اور مالی سال 19ء کے درمیان کم از کم 30 فیصد اضافہ درکار تھا تاکہ کپیسٹی لاگت کے جز کو مالی سال 17ء کی سطح پر برقرار رکھا جائے اور کپیسٹی لاگت کے جز کو مالی سال 16ء کی سطح پر رکھنے کے لیے 57 فیصد

[4] ماخذ: پاکستان کا اقتصادی سروے برائے 19-2018ء

اضافے کی ضرورت تھی ۔[5] درحقیقت فروخت کردہ بجلی میں سال کے دوران صرف 12 فیصد کی نمو ہوئی؛ چنانچہ، فی کلوواٹ آور استعدادی لاگت مسلسل بڑھتی رہی۔ بجلی کی ترسیل کی دھیمی نمو کی وضاحت درج ذیل متعدد عوامل سے ہوتی ہے:

ترسیلی اور تقسیم کاری کے نظام میں حائل رکاوٹیں

یہاں یہ بات قابلِ ذکر ہے کہ ملک میں بجلی کی ترسیل اور تقسیم کاری کی استعداد نصب شدہ پیداواری استعداد سے بڑی حد تک کم ہے۔ ترسیلی سطح کے اعتبار سے دستیاب نظام صرف 25339 میگاواٹ (مالی سال 18ء کے اختتام تک) بجلی کی 220 کلوواٹ (یہ سطح این ٹی ڈی سی اور تقسیم کار کمپنیوں کے درمیان انٹر کنکشن وولٹیج کی سطح کی عکاس ہے) کی سطح ترسیل کر سکتا ہے (**جدول خ 1.2**)۔ لہٰذا این ٹی ڈی سی کو اپنے ٹرانسفارمروں پر اوور لوڈنگ سے بچنے کے لیے بجلی کی طے شدہ اوقات میں بندش کرنی ہوتی ہے۔ تقسیم کاری کی سطح پر بھی صورتِ حال مختلف نہیں ہے: بجلی کے کُل ٹرانسفارمروں میں سے 37 فیصد اور تقسیم کار کمپنیوں کے 11 کلوواٹ کے 29 فیصد فیڈرز اوور لوڈنگ کا شکار ہیں۔ فیڈرز کو ٹرپنگ اور نقصان سے بچانے کے لیے اکثر بند کرنا پڑتا ہے، چنانچہ، تقسیم کار کمپنیاں بجلی کی بلا رکاوٹ فراہمی یقینی نہیں بنا سکتیں۔ لہٰذا، اگر ترسیل اور تقسیم کاری کی صورتِ حال بڑی حد تک تبدیل نہیں ہوتی اور اگر نیپرا کے تخمینوں پر تکیہ کیا جائے تو آئندہ برسوں میں بجلی کی فراہمی کو سالانہ 9 سے 10 فیصد تک بڑھانا ممکن نہیں ہے۔[6]

جدول خ 1.2: ترسیل و تقسیم کا انفراسٹرکچر

	ٹرانسفارمروں کی تعداد	فیصدی اضافی لوڈ
ترسیلی سطح:		
220/550 کے وی	33	39.0
132/220 کے وی	143	55.0
تقسیم کاری سطح:		
پاور ٹرانسفارمر	1,828	36.8
11 کے وی فیڈرز	8,454	29.0
ڈسٹری بیوشن ٹرانسفارمر	681,805	12.5

اعداد و شمار کا ماخذ: صنعت کی کیفیت پر رپورٹ برائے 2017ء، نیشنل الیکٹرک پاور ریگولیٹری اتھارٹی

بجلی کی پیداوار اور طلب میں عدم مساوات ہے

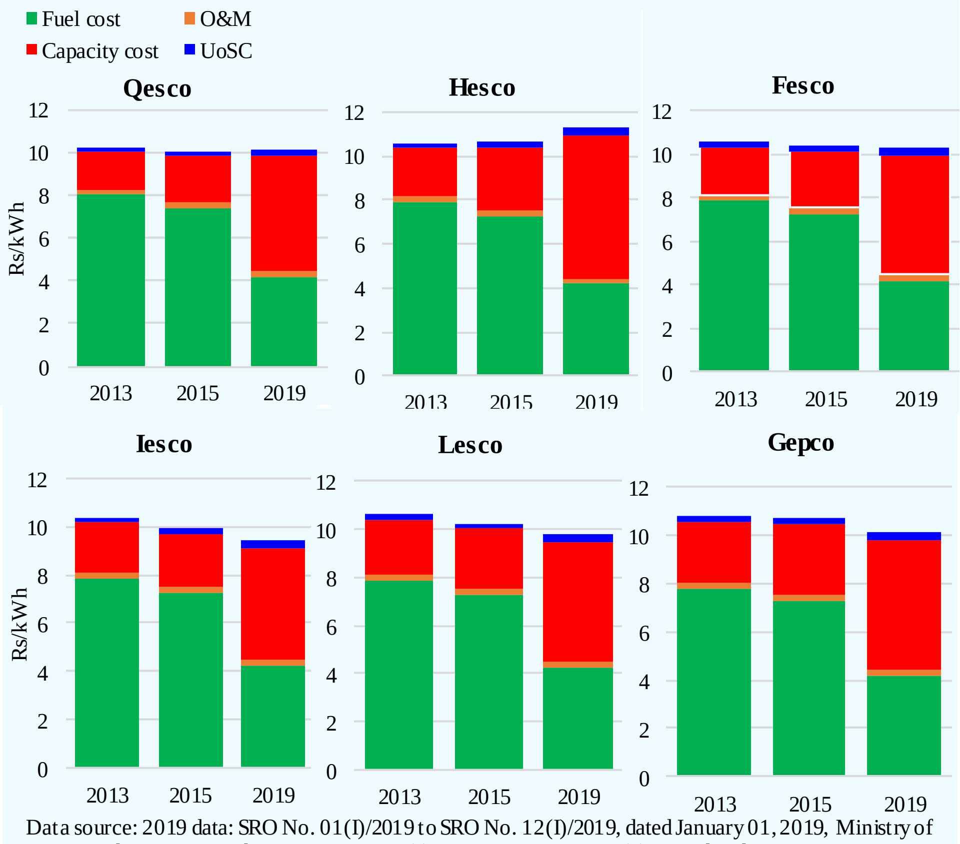
مالی سال 20ء میں معاشی سرگرمیوں کی مجموعی رفتار بڑھنے کا امکان ہے، بالخصوص صنعتی شعبے میں (صرف 2.3 فیصد)۔ اس کے نتیجے میں اس سال کی جی ڈی پی نمو کا ہدف 4.0 فیصد مقرر کیا گیا ہے۔ دھیمی نمو کے ماحول کے ہمراہ بجلی کے نرخوں پر اضافے کے دباؤ کے باعث بجلی کی طلب میں اس قدر اضافہ محال ہوگا کہ اس سے کیپیسٹی ادائیگیوں میں اضافے کا ازالہ ہو سکے۔ اس سے ظاہر ہوتا ہے کہ اگر نظام کی

[5] ماخذ: صنعت کی کیفیت پر نیپرا کی رپورٹ برائے 2017ء

[6] ماخذ: صنعت کی کیفیت پر نیپرا کی رپورٹ برائے 2017ء

پیداواری استعداد کو مزید بڑھایا گیا تو–این ٹی ڈی سی نے مالی سال 19ء تا مالی سال 25ء کے درمیان بجلی کی پیداوار میں 65 فیصد اضافے کی جو منصوبہ بندی کی ہوئی ہے[7]–تو اس سے کیپیسٹی ادائیگیاں اور ملک میں مجموعی طور پر بجلی کے نرخ مزید بڑھ جائیں گے۔

شکل خ 1.4: بجلی کی قیمتِ خرید کے رجحانات



Data source: 2019 data: SRO No. 01(I)/2019 to SRO No. 12(I)/2019, dated January 01, 2019, Ministry of Water and Power; 2015 data: SRO No. 566 (I)/2015 to SRO No. 575(1)/2015 dated June 10, 2015, Ministry of Water and Power; 2013 data: SRO No. 911(I)/2013 to SRO No. 918(I)/2013, dated October 11, 2013, Ministry of Water and Power

(2) پن بجلی خالص منافع بڑھ گیا

حالیہ برسوں میں پن بجلی خالص منافع، جو وفاقی حکومت صوبوں کو پن بجلی کی تھوک مقدار میں پیداوار کے عوض ادا کرنے کی قانونی طور

[7] ماخذ: صنعت کی کیفیت پر نیپرا کی رپورٹ برائے 2017ء

پر ذمہ دار ہے، میں اضافہ ہوا ہے۔[8] 2015ء تک اس رقم کی سالانہ حد 6.0 ارب روپے مقرر کی گئی، اور وہ بھی صرف خیبر پختونخوا صوبے کے لیے۔ تاہم، وفاقی اور خیبر پختونخوا حکومت کے مابین کامیاب مذاکرات اور مشترکہ مفادات کونسل میں ان کی اظہارِ رضامندی کے بعد نیپرا نے 2016ء کے بعد سے اس منافع کی حد بندی کے خاتمے کی اجازت دیدی۔

بالخصوص، واپڈا کو پن بجلی خریدنے کے عوض بجلی کی مرکزی خریدار ایجنسی سے مالی سال16ء کے لیے 18.7 ارب روپے پن بجلی خالص منافع کی مد میں وصول کرنے کی اجازت دیدی گئی–اس رقم کو کپیسٹی چارج میں شامل کرنا تھا۔[9] 2016ء میں مشترکہ مفادات کونسل نے خیبر پختونخوا حکومت کی طرح حکومتِ پنجاب کے غازی بروتھا پن بجلی منصوبے کے لیے پن بجلی خالص منافع کی مد میں 83 ارب روپے کی منظوری دی۔

2017ء میں نیپرا نے اس موضوع پر تفصیلی فیصلہ جاری کیا تھا، جس میں مالی سال18ء کے لیے تمام صوبوں کی ہائیڈل لیویز (بشمول پن بجلی خالص منافع اور پانی کے استعمال کا چارج) متعین کی گئی تھیں۔ خیبر پختونخوا اور پنجاب کے لیے اس ضابطہ کار اتھارٹی نے پن بجلی خالص منافع کا تعین 5 فیصد سالانہ کے حساب سے کرنے کی بھی اجازت دی۔ مزید برآں، اس نے پن بجلی خالص منافع کے واجبات برائے مالی سال19ء اور مالی سال20ء کا بھی تعین کیا(**جدول خ 1.3**)۔

1.20 تاہم، اس فیصلے کی مخصوص خامیاں ہیں جن کا سدباب واپڈا اور مشترکہ مفادات کونسل کو مل جل کر کرنا چاہیے:

(i) اوّل، آئین کے مطابق وفاقی حکومت پن بجلی خالص منافع صوبوں کو منتقل کرنے کی ذمہ دار ہے۔ تاہم موجودہ انتظام کے تحت تمام بجلی گھروں کو پن بجلی خالص منافع ان کے کمائے ہوئے منافع کے بجائے معین یکساں شرح کے حساب سے فراہم کیا جاتا ہے۔ چونکہ پن بجلی کے پیداواری پلانٹس کی اصل نفع آوری ایک دوسرے سے مختلف ہے، اس لیے پن بجلی خالص منافع کی معین شرح (موجودہ 1.155 روپے فی کلوواٹ آور) کا ملک بھر میں اطلاق منصفانہ امر نہیں لگتا کیونکہ اس نقصان کا شکار یونٹس بھی ممکنہ طور پر نفع آور بن جائیں گے۔

---

[8] 1973ء کے آئینِ پاکستان کے آرٹیکل (2)161 کے مطابق "وفاقی حکومت یا کسی ایسے ادارے کی طرف سے جو وفاقی حکومت نے قائم کیا ہو یا اس کے زیر انتظام ہو، کسی پن بجلی گھر سے بجلی کی تھوک مقدار میں پیداوار سے کمائے ہوئے اصل منافع جات اس صوبے کو ادا کر دیے جائیں گے جس میں وہ پن بجلی گھر واقع ہو"۔

[9] تاہم "خالص پن بجلی منافع" کی اصطلاح کی واضح تشریح کی عدم دستیابی کی صورت میں نیپرا نے اسے "عبوری بندوبست" قرار دیا اور نفع کی تقسیم کے فارمولے کے حصول کی غرض سے مشترکہ مفادات کونسل کے ساتھ مشاورت بڑھانے پر زور دیا۔

جدول خ 1.3: نیپرا کے مقرر کردہ پن بجلی لیویز کے نرخ برائے م س18ء، م س19ء، اور م س20ء

روپے فی کلوواٹ گھنٹہ	صوبہ	م س18ء					م س19ء**	م س20ء
		پن بجلی خالص منافع کے واجبات	جاری سال کا پن بجلی خالص منافع	ارسا	12 ماہ کے واجبات*	پن بجلی خالص منافع کی مجموعی ادائیگیاں	پن بجلی خالص منافع کے واجبات	پن بجلی خالص منافع کے واجبات
		(الف)	(ب)	(ج)	(د)	الف ب ج د		
منگلہ	آزاد جموں و کشمیر	–	0.15	0.005	–	0.155	–	–
گومل زام	فاٹا	–	–	0.005	–	0.005	–	–
تربیلا	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
وارسک	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
چترال	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
کے گڑھی	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
درگئی	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
جبن	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
خان خوڑ	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
آلائی خوڑ	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
دبیر خوڑ	خیبر پختونخوا	0.419	1.155	0.005	0.2595	1.838	0.4186	–
تربیلا4	خیبر پختونخوا	–	1.155	0.005	–	1.160	–	–
گولن گول	خیبر پختونخوا	–	1.155	0.005	–	1.160	–	–
غازی بروتھا	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
چشمہ	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
جناح	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
رسول	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
شادی وال	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
نندی پور	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
چچوکی	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456
رینالا	پنجاب	–	1.155	0.005	3.9429	5.103	0.9456	0.9456

* 14 دسمبر 2017ء کو جب اعلامیہ جاری ہوا تو م س18ء کی پہلی ششماہی گزر چکی تھی۔ اس کالم میں م س18ء کے ابتدائی مہینوں کے واجبات کا حوالہ دیا گیا ہے جو اعلامیے کے اجرا سے پہلے کی مدت ہے۔

** مالی سال19ء میں پن بجلی کے خالص منافع کے تعین کے لیے 1.155 روپے فی کلوواٹ آور + 5 فیصد اشاریہ بندی + پن بجلی خالص منافع کے واجبات برائے وصولی م س19ء۔ مزید برآں، اگر اضافی استعداد کو بروئے کار لایا جائے تو ان کا پن بجلی خالص منافع بھی اس میں شامل ہوگا۔

اعداد و شمار کا ماخذ: نیشنل الیکٹرک پاور ریگولیٹری اتھارٹی

(ii) دوسرا، پن بجلی خالص منافع سے بھی پہلے صارفین پن بجلی منافع (پیداوار لاگت سے خردہ قیمت منہا) کی ادائیگی کر رہے تھے۔ تاہم وفاقی حکومت اس نفع کو متعلقہ صوبائی حکومتوں کو منتقل کرنے کے بجائے ملک میں مجموعی طور پر بجلی پر زرِ اعانت کے لیے استعمال کرتی آ رہی تھی (بجلی کے مہنگے پیداواری یونٹس کی تلافی کر کے)۔

(iii) تیسرا، یہ بات قابلِ ذکر ہے کہ ملک میں پن بجلی کے پیداواری پلانٹس کو "لازمی طور پر چلانے کا درجہ" حاصل ہے، کیونکہ ان پر ایندھن کی کوئی لاگت نہیں آتی، چنانچہ ان سے سستی ترین بجلی پیدا ہوتی ہے۔ تاہم اگر پن بجلی خالص منافع کو مسلسل صارفین کو منتقل کیا جائے، اور اس کی اشاریہ بندی ہر سال 5 فیصد کی شرح سے کی جائے تو بالآخر پن بجلی کے چند پلانٹس کچھ نان ہائیڈل پلانٹس سے بھی زیادہ مہنگے ہو جائیں گے۔

پن بجلی کے نرخوں میں موجودہ تضادات کو درست کرنے کی ضرورت ہے۔ پن بجلی خالص منافعوں کی ادائیگی نہ صرف اشاریاتی اعتبار سے بلکہ پن بجلی کی پیداواری استعداد میں اضافے کے منصوبوں کی وجہ سے بھی آگے چل کر بڑھنے کا امکان ہے۔

(3) معاشی تغیرات کے مقابلے میں کیپیسٹی ادائیگیوں کی سہ ماہی اشاریہ بندی

جیسا کہ پہلے تذکرہ کیا گیا ہے، حکومت نے شرح مبادلہ، شرح سود، ایندھن کی قیمتوں، امریکہ کی اور ملکی مہنگائی، عملی اور مرمتی لاگت اور دیگر عوامل کو ملحوظِ خاطر رکھتے ہوئے کیپیسٹی چارج کے لیے اشاریہ بندی کا طریقۂ کار تشکیل دیا۔ نیپرا کو یہ اختیار حاصل ہے کہ وہ سہ ماہی بنیاد پر کیپیسٹی خریداری کی قیمت اور عملی اور مرمتی لاگت کے معاملے میں اشاریہ بندی / ردوبدل کا فیصلہ کرے۔

مالی سال 18ء کے بعد سے روپے کی قدر میں تیزی سے کمی اور شرح سود میں اضافہ ہوا ہے اور گذشتہ چند برسوں کے دوران بجلی کے تمام پیداکنندگان کی کیپیسٹی ادائیگیاں بڑھی ہیں۔ یہاں یہ بات قابلِ ذکر ہے کہ بجلی خریدنے کے معاہدوں کے توسط سے بجلی کے خودمختار پیداکنندگان (آئی پی پیز) کو نفع کی ضمانت، اور بیرونی اور اس کے ساتھ ساتھ ملکی سرمایہ کاری پر ڈالر کے حساب سے اشاریہ بندی کی اجازت ملی ہوئی ہے۔ لہٰذا، حکومت اور ضابطہ کار کے لیے یہ امر قانونی طور پر دشوار ہے کہ وہ مرحمت کردہ مراعات میں تبدیلی کریں۔

خ 1.5 مستقبل کے امکانات

ملک میں ادائیگیوں کے توازن اور اس کے ساتھ ساتھ مالیاتی وسائل پر دباؤ بڑھنے کے ساتھ حکومت کے لیے اخراجات اور بجلی پر زرِ اعانت میں بڑی حد تک کمی (بہمراہ دیگر) کرنا لازمی ہو چکا ہے۔ تاہم ریاستی تقسیم کار کمپنیوں میں نظم ونسق کے دیرینہ مسائل اور بڑھتی ہوئی کیپیسٹی ادائیگیوں کا مطلب یہ ہے کہ حکومت کا گھریلو صارفین کو سستی بجلی فراہم کرنے کا ہدف مشکل ہو جائے گا۔

بجلی کی ترسیل اور تقسیم کاری کے انفراسٹرکچر میں جاری سرمایہ کاری آگے چل کر ترسیل و تقسیم کاری کے نقصانات کم کرنے میں اہم ثابت ہوگی۔ تاہم اگلے 5 سے 6 برسوں میں کیپیسٹی ادائیگیاں بڑھنے کا امکان ہے کیونکہ بجلی کے جاری منصوبوں (زیادہ تر کوئلے اور قابلِ تجدید

توانائی) سے رسد کی فراہمی شروع ہو جائے گی، اور مشکل معاشی ماحول کے ساتھ مناسب طلب کے نہ ہونے سے ملک میں بجلی کی فاضل استعداد مزید بڑھ جائے گی (**جدول خ 1.4**)۔ جیسا کہ پہلے ذکر کیا گیا ہے، حتمی لاگت بالآخر صارفین ہی کو برداشت کرنا پڑے گی۔

اس ضمن میں حکومت کے اعلان کردہ نرخ اکثر و بیشتر تقسیم کار کمپنیوں کی قیمتِ خرید سے بھی کم ہوتے ہیں، جو مناسب مالیت کی سرمایہ کاری کے سلسلے میں ان کی حوصلہ شکنی کا باعث بن رہے ہیں۔ لہٰذا حکومت کو اس روایت پر فی الفور نظر ثانی کرنے کی ضرورت ہے تاکہ اس بات کو یقینی بنایا جاسکے کہ بجلی کا شعبہ نئی اضافی پیداوار کو صنعتی، گھریلو اور دیگر صارفین تک منتقل کرنے کے قابل ہو۔

جدول خ 1.4: بجلی کی پیداواری استعداد (میگاواٹ) میں ایندھن سے متعلقہ اضافے

	سالانہ اضافے					
	2019-20ء	2020-21ء	2021-22ء	2022-23ء	2023-24ء	2024-25ء
تیل	0	0	0	0	0	0
کوئلہ	823	3,300	2,610	1,320	0	0
گیس / آر ایل این جی	420	0	0	0	0	0
ونڈ	0	1,224	0	0	0	0
شمسی	600	0	0	0	0	0
گنے کا پھوک	144	0	0	0	0	0
پن بجلی	201	177	824	3,080	4,325	2,203
جوہری	0	1,100	1,100	0	0	1,100
سالانہ اضافہ	**2,188**	**5,801**	**4,534**	**4,400**	**4,325**	**3,303**
استعداد کی شمولیت بعد اضافے	**39,822**	**45,623**	**50,157**	**54,557**	**58,882**	**62,185**

اعداد و شمار کا ماخذ: صنعت کی کیفیت پر سالانہ رپورٹ برائے 2017ء، نیشنل الیکٹرک پاور ریگولیٹری اتھارٹی

اسی طرح یہ بات قابلِ ذکر ہے کہ کچھ آئی پی پیز کے بجلی خریدنے کے معاہدوں- جس میں منافع کی ضمانت کے ہمراہ کپیسٹی ادائیگیوں کی اشاریہ بندی کی اجازت بھی دی گئی ہے- کی چار سے پانچ برسوں میں تنسیخ ہونے والی ہے۔ یہ امر اب انتہائی اہمیت کا حامل ہے کہ حکومت نے ان معاہدوں کی تجدید اور اس کے ساتھ ساتھ نئے منصوبوں کے انتخاب کے لیے معیشت کے طویل مدتی کُلّی تناظر کو مدِ نظر رکھا۔

آخر میں یہ امر بھی اہمیت کا حامل ہے کہ حکومت کو لازمی طور پر یہ احساس کرنا ہوگا کہ کپیسٹی ادائیگی کا ڈھانچہ برقرار رہا تو بجلی کی مجموعی پیداوار میں سستے ذرائع کا اضافہ کرکے عوام کو سستی بجلی فراہم کرنے کا مطلوبہ ہدف حاصل ہونے کا کوئی امکان نہیں ہے۔ یاد رہے کہ پن بجلی خالص منافع کی صوبوں کو منتقلی کا مسئلہ زیادہ تکنیکی انداز سے حل ہونا چاہیے۔ اس کے لیے نیپرا نے واپڈا کو یہ مسئلہ مشترکہ مفادات کونسل میں اٹھانے کی بارہا ہدایت کی ہے، تاکہ آئین کی شقوں اور نیپرا ایکٹ 1997ء کی تعمیل کرتے ہوئے مشترکہ مفادات کونسل پن

بجلی خالص منافع کے تعین کے لیے نیپرا کو پالیسی رہنما خطوط جاری کرے۔ فی الحال 1.1 روپے فی کلوواٹ آور کے نرخ پر، 5 فیصد سالانہ کے حساب سے منافع کی ادائیگی کے لیے وفاقی اور خیبر پختونخوا حکومت کے درمیان معاہدہ صرف عبوری نوعیت ہے، جسے پن بجلی خالص منافع کے تعین کے حوالے سے حتمی معاہدے کے طور پر استعمال نہیں کیا جاسکتا۔

یہ تمام دشواریاں پالیسی کی مکمل جانچ پڑتال اور منطقی حکمت عملی پر فوری عملدرآمد کی متقاضی ہیں۔ صارفین کو بجلی کی بلاتعطل فراہمی یقینی بنانے کی غرض سے پورے شعبے کو مزید مؤثر اور مالی طور پر مضبوط بنانے کی ضرورت ہے۔