

## 3 توانائی

### 3.1 عمومی جائزہ

پیداوار کے روایتی عوامل یعنی زمین، محنت، سرمایہ اور انتظامیہ کے حوالے سے توانائی کی اہمیت کو بھی اب بالعموم تسلیم کر لیا گیا ہے۔ جدید دور کی آمد کے ساتھ پیداوار کے طریقوں کا توانائی پر انحصار بے حد بڑھ چکا ہے، ضرورت کے مطابق توانائی کی مسلسل فراہمی کے بغیر مستحکم اقتصادی نمو حاصل نہیں کی جاسکتی۔ چنانچہ پائیدار نمو حاصل کرنے کے لیے کسی ترقی پذیر ملک پر لازم ہے کہ توانائی کی اہمیت کو کھل کر تسلیم کرے۔

پاکستان کے معاملے میں ایسا لگتا ہے کہ نمو کے امکانات توانائی کی ناکافی رسد کی بنا پر بری طرح ٹھٹھ کر رہ گئے ہیں۔ توانائی کی طلب گزشتہ دس برس کے دوران خاصی بڑھ چکی ہے تاہم اس تناسب سے رسد مہیا نہیں کی جاسکتی ہے جس کی وجہ ان امور میں پالیسی کی ناکامیاں ہیں: (الف) رسد بڑھانے کے لیے بجلی کے نئے موزوں منصوبوں کا قیام، (ب) قدرتی گیس، خام تیل اور کونکے کی تلاش میں اضافہ، (ج) توانائی درآمد کرنے کے لیے علاقائی منڈیوں سے ربط اور انفراسٹرکچر کا قیام، اور (د) توانائی کے قابل تجدید ذرائع کی تیاری پر راغب کرنا۔

توانائی پر متواتر پالیسی چلانے میں ناکامی نے ملک کی اقتصادی کارکردگی کو خاصے طویل عرصے سے متاثر کر ہی رکھا تھا، اب گردشی قرضے کا مسئلہ حال میں دوبارہ نئی مشکلات لے کر آیا ہے۔ گردشی قرضے نے ان وجوہات سے جنم لیا ہے: حکومت کی طرف سے بجلی پر زراعت کی عدم ادائیگی، توانائی کے صارفین کی طرف سے عدم ادائیگی، اور شعبہ توانائی میں قابل ادائیگی اور قابل وصولی رقوم کا اکٹھا ہونا۔<sup>1</sup> مئی 2011ء میں حکومت نے پچھو کو واجب الادا زراعت کی جگہ 120 ارب روپے دیے، تاہم یہ رقم مسئلے کے مکمل حل کے لیے ناکافی تھی، چنانچہ جون 2011ء کے اختتام تک گردشی قرضہ 251 ارب روپے تک جا پہنچا۔

میں 11ء میں گردشی قرضے کے علاوہ ایک اور مسئلے نے پریشان کیے رکھا اور وہ تھا قدرتی گیس کی قلت جس کی وجہ سے بجلی سازی کے ساتھ ساتھ مجموعی صنعتی (خصوصاً ٹیکسٹائل اور کھاد کی) پیداوار شدید متاثر ہوئی۔ قدرتی گیس کی رسد طلب کے مقابلے میں 10 سے 15 فیصد کم رہی۔ کے ای ایس سی اور بعض آئی پی بیز کو گیس کی فراہمی کم ہونے سے موسم سرما میں بجلی کی پیداوار متاثر ہوئی جبکہ فرنس آئل کی درآمد میں رکاوٹوں سے موسم گرما کے آغاز پر بجلی سازی میں تعطل آیا۔

اسی طرح خام تیل اور پیٹرولیم مصنوعات کی ملکی پیداوار بھی طلب سے کم رہی چنانچہ مئی 11ء میں ان اشیاء کی 12.3 ارب ڈالر کی درآمد کرنی پڑی۔<sup>2</sup> خام تیل کی اندازاً 70 فیصد اور پیٹرولیم مصنوعات کی 55 فیصد ضروریات درآمد سے پوری کی جاتی ہیں۔ درآمدی تیل پر اس انحصار کا نتیجہ ہے کہ تیل کی عالمی منڈی میں نرخوں کا اتار چڑھاؤ ملکی معیشت پر اثر انداز ہوتا ہے۔

مستقبل میں اگر اقتصادی نمو کو مستحکم رکھا گیا تو توانائی کی ضروریات بھی مسلسل بڑھتی رہیں گی۔ قدرتی گیس کی درآمد کے لیے اور بجلی سازی کے لیے انفراسٹرکچر بنانے کی ہنگامی کوششیں جاری ہیں، تاہم سرکاری شعبہ ان منصوبوں کی مالکاری اور ان پر عمل درآمد نہیں کر سکتا کیونکہ ٹیکسوں سے آمدنی محدود ہے، چنانچہ اس خلا کو نجی شعبہ اور بین الاقوامی اداروں کی شرکت ہی سے پُر کیا جاسکتا ہے۔

یہ درست ہے کہ توانائی کی رسد نہایت اہم ہے تاہم اقتصادی عالمین میں طلب کو جامع انداز میں منضبط کرنا بھی اشد ضروری ہو چکا ہے۔ بجلی اور قدرتی گیس کی رسد مقدار اور نرخ دونوں لحاظ سے فی الوقت گھریلو شعبہ کو ترجیح دی جاتی ہے۔ اب ضرورت اس امر کی ہے کہ مستحکم اقتصادی نمو کی خاطر کاروباری اداروں اور صنعتوں کو ترجیح دی جائے۔ چنانچہ پالیسی سازوں کو توانائی کی تفویض اور قیمت بندی کا فیصلہ کرتے وقت عام آدمی کی ضرورت پوری کرنے کے بجائے موجودہ پالیسی کے ان اثرات کا فوری جائزہ لینا چاہیے جو ملکی صنعتوں پر پڑتے ہیں۔

<sup>1</sup> ان اداروں میں بنیادی توانائی کے سلاز (یعنی تیل و گیس کی تلاش اور تقسیم کی ذمہ دار کمپنیاں) اور بجلی بنانے اور تقسیم کرنے والی کمپنیاں شامل ہیں۔

<sup>2</sup> ان مصنوعات میں پیٹرولیم، آئل اور لیٹر پلینٹس شامل ہیں۔

### 3.2 بجلی

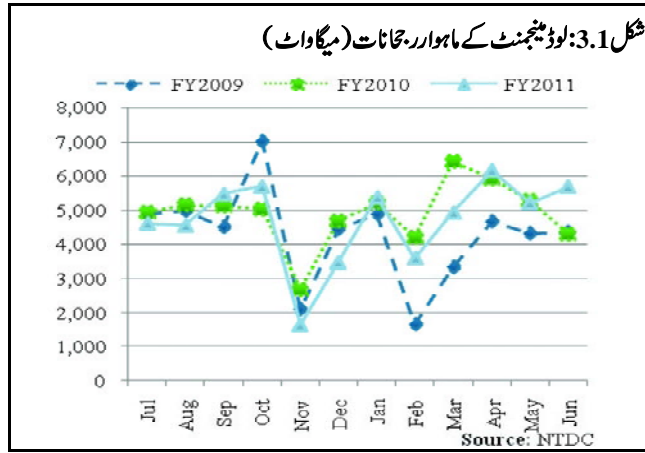
پاکستان میں بجلی کا شعبہ گزشتہ کئی سال سے متعدد مسائل کا شکار ہے۔ ماضی قریب میں اداروں کی تنظیم نو کے باوجود عام صارف کو بجلی کی فراہمی میں نمایاں بہتری نہیں آسکی ہے۔ بجلی کے شعبے کا مرکزی انتظام 1959ء سے وائریٹڈ پاور ڈیولپمنٹ اتھارٹی (واپڈا) کے پاس ہے۔ اس شعبے میں ناکارہ پن دور کرنے کی غرض سے 2007ء میں ادارے کی تنظیم نو کی گئی تھی۔ آبی ذرائع سے بجلی سازی اب بھی واپڈا کا کام ہے، تاہم تھرمل ذرائع سے بجلی سازی، ترسیل اور تقسیم تب سے پاکستان الیکٹرک پاور کمپنی (پپکو) کے سپرد ہے۔ اس وقت چار بجلی ساز کمپنیوں (جینکوز)، ایک نیشنل ٹرانسمیشن اینڈ ڈسٹری بیوٹن کمپنی (این ٹی ڈی سی)، اور تقسیم کی ذمہ دار دس کمپنیوں میں ادائیگیوں کے لیے پپکو کی سینٹرل پاور پراجیکٹ ایجنسی (سی پی پی اے) رابطہ کار کے طور پر کام کرتی ہے۔<sup>3</sup>

جدول 3.1: بجلی کے شعبے میں توانائی کا توازن (میگا واٹ گھنٹے)						
میں 06ء	میں 07ء	میں 08ء	میں 09ء	میں 10ء	5 سالہ مرکب سالانہ شرح نمو (فیصد)	
19,450	19,419	19,420	19,785	20,921	1.8	تصنیع شدہ مجموعی گنجائش (میگا واٹ)
6,499	6,479	6,480	6,481	6,481	-0.1	واپڈا-پن بجلی
4,900	4,900	4,900	4,900	4,900	-	پیداواری کمپنیاں (جینکوز)
1,756	1,756	1,756	1,955	1,955	2.7	کے ای ایس سی
5,833	5,822	5,822	5,987	7,123	5.1	آئی ٹی پی بی
462	462	462	462	462	-	جوہری
90,109	94,624	92,142	89,765	93,304	0.9	خالص رسد (میگا واٹ گھنٹے)
93,629	98,213	95,661	91,615	95,358	0.5	الف-مجموعی پیداوار
30,862	31,953	28,707	27,784	28,093	-2.3	واپڈا-پن بجلی
22,508	21,597	20,427	19,521	19,593	-3.4	پیداواری کمپنیاں (جینکوز)
9,130	8,169	8,219	8,262	7,964	-3.4	کے ای ایس سی
28,645	34,206	35,231	34,431	36,814	6.5	آئی ٹی پی بی
2,484	2,288	3,077	1,617	2,894	3.9	جوہری
-3,463	-3,623	-3,688	-2,067	-2,260	-10.1	ب-اضافی خرچ
-203	-137	-30	-10	-43	-32.2	ج-پاکستان اسٹیل ملز کمپلکس سے خالص خریداری
146	171	199	227	249	14.3	د-درآمد
67,603	72,712	73,400	70,372	74,349	2.4	خرچ (میگا واٹ آور)
7,949	8,176	8,472	8,796	9,689	5.1	زراعت
3,985	4,246	4,342	4,177	4,418	2.6	بھاری رسد
4,730	5,363	5,572	5,252	5,606	4.3	کمرشل
30,720	33,335	33,704	32,282	34,272	2.8	مکلی
19,803	21,066	20,729	19,330	19,823	0	صنعت
417	527	581	536	541	6.7	دیگر
22,506	21,912	18,742	19,396	18,957	-4.2	ترسیل و تقسیم (ٹی اینڈ ڈی) کے نقصانات
25	23.2	20.3	21.6	20.3	-	بطور فیصد خالص رسد

ماخذ: ہائیڈروکاربن ڈیولپمنٹ انسٹی ٹیوٹ آف پاکستان

میں 10ء تک جینکوز خام تنصیبی استعداد (gross installed capacity) کے 23 فیصد (4,900 میگا واٹ) کی ذمہ دار تھیں، جبکہ واپڈا آبی ذرائع سے 31 فیصد (6,481 میگا واٹ) بجلی بنا رہا تھا (جدول 3.1)۔ تاہم پن بجلی کی پیداوار میں سال بھر اتار چڑھاؤ آتا رہتا ہے کیونکہ زیادہ تر تنصیبی استعداد آبی ذخائر پر مبنی ہے۔ دریں اثنا جینکوز سے حقیقی دستیابی کچھ عرصے سے مندرجہ استعداد سے خاصی کم ہو چکی ہے جس کی وجہ معینہ سرمائے کی بدانتظامی اور نئے بجلی گھروں میں کم سرمایہ کاری ہے۔

<sup>3</sup> جینکوز میں یہ کمپنیاں شامل ہیں: نادر نادر پاور جزیئریشن کمپنی، سینٹرل پاور جزیئریشن کمپنی، جام شورو پاور جزیئریشن کمپنی اور لاکھڑا پاور جزیئریشن کمپنی۔ اہم تقسیم کار کمپنیاں (ڈسکوز) کراچی (کے ای ایس سی)، لاہور (لیسکو) فیصل آباد (فیسکو)، گوجرانوالہ (جیپکو)، حیدرآباد (حبکو)، اسلام آباد (آئیسکو)، ملتان (مپیکو)، پشاور (پیسکو)، کوئٹہ (کبیسکو) اور سکھر (سپیکو) میں واقع ہیں۔



نئی شعبے کی شرکت کی حوصلہ افزائی کی جاتی رہی ہے تاہم بننے والی بجلی کے اجزائے ترکیبی (generation mix) کا فعال بندوبست نہیں کیا گیا۔ 1994ء کی پاور پالیسی کے تحت انڈی پینڈنٹ پاور پروڈیوسرز (آئی پی پیز) کی بڑی تعداد نے مارکیٹ میں آکر بجلی سازی کی استعداد بڑھائی، یہ بجلی بنیادی طور پر فرس آئل سے بنائی گئی۔ 2002ء کی پالیسی کے تحت بجلی کے شعبے کو اضافی ترغیبات دی گئیں چنانچہ یہ رجحان گزشتہ ایک عشرے کے دوران جاری رہا۔ اس پالیسی کا منفی پہلو یہ ہے کہ تھل بجلی بنانے والی آئی پی پیز کی لاگت بلند ہو سکتی ہے، اور بجلی کے اجزائے ترکیبی میں ان کا حصہ اپن بجلی سے بڑھ چکا ہے (34 فیصد)۔ اندازاً 75 فیصد پلائس فرس آئل سے چلتے ہیں، بقیہ کو بجلی بنانے کے لیے قدرتی گیس درکار ہوتی ہے۔ چونکہ وقت گزرنے کے ساتھ ساتھ درآمدی فرس آئل پر انحصار بڑھ چکا ہے، اس لیے بجلی سازی کی لاگت بھی تیل کی عالمی قیمتوں سے منسلک ہونے کی بنا پر اتار چڑھاؤ کا شکار رہتی ہے۔

مزید برآں، تقسیم کار کمپنیوں (ڈسکوز) نے بھی مستحکم انداز میں کام نہیں کیا ہے، خصوصاً بجلی کی پیداواری لاگت کا بوجھ مکمل طور پر صارفین پر ڈالنے کا ان کمپنیوں کو اختیار نہیں دیا گیا ہے، صارفین (خصوصاً سرکاری شعبے) سے محاصل اکٹھا کرنے کا کام وقت کے ساتھ ساتھ بگڑتا گیا ہے، اور بجلی کے نقصانات خواہ ناکافی یا فرسودہ اسٹرکچر کی بنا پر ہوں یا چوری کی بنا پر، بلاروک ٹوک بڑھ چکے ہیں۔ مئی 10ء تک حال یہ تھا کہ بجلی کی خالص رسد 20 فیصد حصہ ترسیلی اور تقسیمی نقصانات کی صورت میں متعلقہ شعبے کی نااہلی کی نذر ہو رہا تھا۔

ان حالات کی وجہ سے حالیہ برسوں میں پیک لوڈ مینجمنٹ بہت زیادہ بڑھ گئی ہے، مئی 07ء میں 2,645 میگا واٹ کی لوڈ مینجمنٹ کی گئی تھی جو مئی 11ء میں 6,151 میگا واٹ تک بڑھ گئی۔ بجلی کی طلب تیزی سے بڑھ جانے کے سبب یہ سلسلہ ہر سال گرمیوں کے ساتھ شروع ہو جاتا ہے (شکل 3.1)۔ سردیوں کے دوران موسمی طلب کرنے کے باوجود بجلی کی قلت اس وجہ سے بڑھ جاتی ہے کہ گیس کی رسد کم ہونے اور بڑے ڈیموں میں پانی کی سطح گرنے کے سبب بجلی سازی کا عمل متاثر ہوتا ہے۔

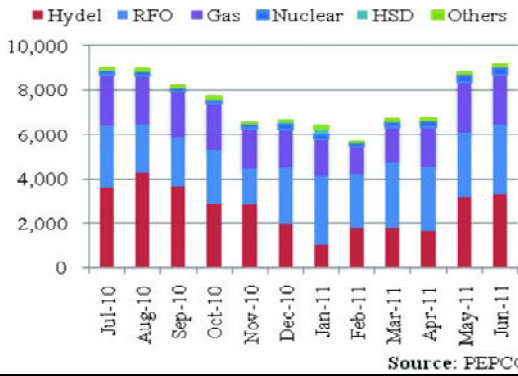
سرکاری اعداد و شمار کے مطابق مئی 11ء کے دوران بجلی کی طلب و رسد کا فرق کم ہوا (جدول 3.2)۔ تاہم یہ بہتری نہایت معمولی تھی۔ سرکاری اعداد و شمار بتاتے ہیں کہ 4 مئی 10ء میں آف پیک سیزن (اگست تا فروری) کے دوران اوسط کی تقریباً 3,000 میگا واٹ تھی جو مئی 11ء میں 2,500 میگا واٹ رہ گئی۔ اسی طرح مئی 10ء میں پیک سیزن (مارچ تا جولائی) کے دوران کی 3,800 میگا واٹ تھی جو مئی 11ء میں 3,300 میگا واٹ رہ گئی۔ چنانچہ مئی 11ء کے دوران شہری علاقوں میں لوڈ شیڈنگ 4 سے 6 گھنٹے ہوئی جو اپریل 2011ء میں اوسطاً 10 گھنٹے تک جا پہنچی۔ اس کے مقابلے میں دیہی علاقوں میں کہیں زیادہ لوڈ شیڈنگ کی گئی جو مارچ 2011ء سے اکثر 10 گھنٹے سے بھی بڑھ گئی۔

خلاصہ یہ ہے کہ سرکاری شعبے میں اہلیت کی تگ و دو کے لیے لگن کا فقدان ہے۔ طویل مدتی منصوبہ بندی ناقص ثابت ہوئی ہے جبکہ سرکاری شعبے کے بجلی سازی، ترسیل اور تقسیم کے انفراسٹرکچر میں بھی نمایاں بہتری نہیں آئی ہے۔

جدول 3.2: بجلی کی پیک ڈیمانڈ، جزیں اور لوڈ مینجمنٹ کار رجحان (میگا واٹ)						
	مئی 07ء	مئی 08ء	مئی 09ء	مئی 10ء	مئی 11ء	5 سالہ مرکب سالانہ شرح نمو فیصد
پیک ڈیمانڈ لوڈ	15,838	17,398	17,852	18,467	18,511	4
پیک جزیں لوڈ	13,645	14,151	14,055	14,309	14,468	1.5
پیک لوڈ مینجمنٹ	2,645	5,454	7,018	6,408	6,151	23.5
مجموعی طلب کا فیصد	16.7	31.3	39.3	34.7	33.2	-
ماخذ: پیکو						

4 اخباری اطلاعات کچھ اور بتاتی ہیں۔ 5 مئی 2011ء کو سرکاری اعداد و شمار میں بتایا گیا کہ 5,890 میگا واٹ کی لوڈ مینجمنٹ کی گئی جبکہ رائج ابلاغ کے مطابق مئی 7,200 میگا واٹ تھی، جس کی بڑی وجہ ایندھن کی قلت تھی۔ اگرچہ بجلی سازی کے لیے فرس آئل کی یومیہ درکار مقدار 30,000 ٹن سے زائد ہے، آئل کمپنیوں کو مجبور کیا گیا کہ وہ بجلی ساز اداروں میں یومیہ 11,000 ٹن راشن تک محدود رکھیں، کیونکہ اُس وقت گردش کرنے سے پہلے وہ لمبے مصنوعات کی درآمدات ہوئی تھی۔ دونوں رپورٹوں میں فرق کی وجہ یہ بھی ہو سکتی ہے کہ دن کے مختلف اوقات میں بجلی کی پیداوار ناپی گئی ہو۔

شکل 3.2: بجلی کی ماہوار پیداوار (گیگا واٹ گھنٹہ)



Source: FEPCO

ان دشواریوں کے مالی مضمرات حالیہ برسوں میں گردش قرضے کی صورت میں ظاہر ہوئے ہیں۔ ہمارے خیال میں اس گردش قرضے کا تصفیہ اسی وقت ہو سکے گا جب ڈسکوز میں خود انحصاری کی عادت لازماً پروان چڑھائی جائے گی، اس کے لیے سرکاری شعبے کو بتدریج اس عمل سے نکلنے کی ضرورت ہوگی اور ضوابطی منظر نامے کو مستحکم کرنا ہوگا۔ مئی 11ء کے دوران مزدور یونینوں کے ساتھ کے ای ایس سی کے تجربے کی بنیاد پر یہ کہا جاسکتا ہے کہ مذکورہ شرائط پر عمل انتہائی دشوار ہو گا چنانچہ سب سے پہلے مفاد پرست عناصر پر قابو پانا ضروری ہے۔

### م 11ء کے دوران بجلی سازی

جون 2011ء تک مجموعی طور پر 90,489 میگا واٹ بجلی پیدا ہوئی جس سے م

10ء کی نسبت 5 فیصد کمی ظاہر ہوتی ہے (شکل 3.2)۔ م 10ء کے دوران پن بجلی کی سال بھر کی رسد جس سطح پر تھی، اس کی پیداواری سطح م 11ء میں کم از کم 14 فیصد بڑھ گئی، جبکہ گیس اور فرنس آئل سے چلنے والے تھرمل بجلی گھروں سے بجلی کی پیداوار بالترتیب 18 فیصد اور 11 فیصد کم ہو گئی، اس کی بڑی وجہ گیس اور فرنس آئل کی عدم دستیابی تھی۔

### رسدی رکاوٹیں

لوڈ منیجمنٹ بڑھنے کا بنیادی سبب پیداوار میں حائل رکاوٹیں ہیں۔ جون 2011ء تک، ملکی پیداواری زیادہ سے زیادہ استعداد 21,591 میگا واٹ (علاوہ کے ای ایس سی) تھی،<sup>5</sup> جبکہ وزارت پانی و بجلی کے مطابق قابل بھروسہ پیداواری استعداد انتہائی کم یعنی صرف 10,184 میگا واٹ ہے جو فروری 2011ء میں معلوم کی گئی (ضمیمے کی جدول 3.11)۔ اس فرق کی بنیادی وجوہات یہ ہیں: (الف) پن بجلی گھروں، مثلاً تربیلا (3,478 میگا واٹ) اور منگلا (1,000 میگا واٹ) کی پیداواری استعداد میں موسمی اتار چڑھاؤ آتا ہے، (ب) سوئی ناردن/سوئی سدرن گیس سے تھرمل بجلی گھروں کو گیس کی ناکافی فراہمی، (ج) تھرمل بجلی گھروں کو فرنس آئل کی ناکافی اور بے قاعدہ فراہمی، (د) استعداد میں کمی کے باعث جینٹکو ز کے لیے باربار کی جبری بندش، اور (ه) معائنے/آلات کی مرمت اور پروازوں کی تبدیلی کے لیے بجلی گھروں کی باضابطہ بندش۔

بجلی کی قلت سے نمٹنے کے لیے جوابی اقدام یہ ہے کہ نئے بجلی گھر لگائے جائیں۔ اس سلسلے میں م 11ء کے دوران نئی شعبے نے 1,602 میگا واٹ کی اضافی استعداد حاصل کی جس میں سے 852 میگا واٹ گیس سے پیدا کی گئی۔ چنانچہ براہ راست یا بالواسطہ طور پر گیس سے بننے والی بجلی کی مجموعی پیداواری استعداد بڑھ کر 7,221 میگا واٹ ہو گئی جس کے لیے 1,571 ملین کعب فٹ یومیہ درکار ہے۔<sup>6</sup> تاہم بجلی سازی کے لیے گیس کی حقیقی رسد م 10ء کے اختتام تک گر کر 1,005 ملین کعب فٹ یومیہ رہ گئی تھی، اور م 11ء میں بھی اس میں نمایاں بہتری نہیں آئی۔

مزید برآں، نئے بجلی گھروں کو بھی کام کرنے کے لیے فرنس آئل درکار تھا جسے درآمد سے حاصل کیا گیا۔ تاہم فرنس آئل کی درآمدی رسد اپریل 2011ء میں اس وقت متاثر ہوئی جب آئل مارکیٹنگ کمپنیز (ایو ایم سیز) کے لیے گردش قرضے کی قابل وصول رقم حد سے زیادہ ہو گئی۔ شواہد کے مطابق اس وجہ سے تھرمل بجلی کی پیداوار کے لیے فرنس آئل کی رسد یومیہ ضرورت کے مقابلے میں 30 فیصد رہ گئی۔<sup>7</sup>

پس، یہ ظاہر ہے کہ رسد سے متعلق مسائل کے جواب میں پالیسی اقدامات سوچ سمجھ کر نہیں کیے گئے اور زیادہ تر نئے نصب شدہ بجلی گھر بے کار پڑے رہے اور معیشت پر اضافی بوجھ ڈالتے رہے۔

<sup>5</sup> پرائے پرائس کی اکھاڑ چھاڑ کی وجہ سے کے ای ایس سی کی قابل بھروسہ استعداد فروری 2011ء میں 1,821 میگا واٹ رہ گئی تھی۔

<sup>6</sup> ایم ایم ای ایف ڈی کا مطلب ہے یومیہ ملین کعب فٹ گیس کا اخراج۔

<sup>7</sup> وزارت پٹرولیم اور قدرتی وسائل کے مطابق صارفین کی موجودہ تعداد کے ساتھ فرنس آئل کی یومیہ ضرورت تقریباً 30,000 میٹرک ٹن ہے، جبکہ مئی 2011ء کے اوائل میں یومیہ رسد میں طور پر گھٹ کر 11,000 میٹرک ٹن رہ گئی۔ پی ایس او نے ایندھن کی رسد کے جو معاہدے بجلی ساز کمپنیوں کے ساتھ کیے ہیں ان کے مطابق اگلے 5 سال کے لیے رسد دستیاب ہوگی تاہم گردش قرضے کے عدم تصفیے کی بنا پر تجدید (renegotiation) متاثر ہو سکتی ہے۔

### طلب سے متعلق مجوزہ اقدامات

پاکستان میں بجلی کے مجموعی صرف 60 فیصد گھریلو اور زرعی شعبے استعمال کرتے ہیں چنانچہ بجلی کی طلب میں موسمی لحاظ سے اتار چڑھاؤ خاصا بلند ہے۔ ان دو شعبوں میں بجلی کی طلب کا انحصار بڑی حد تک موسمی ضروریات پر ہوتا ہے (جدول 3.3)۔ اسی وجہ سے گرمیوں میں بجلی کی قلت بھی خاصی بڑھتی جا رہی ہے۔ مئی 11ء میں اس کی مثال یوں سمجھی جاسکتی ہے کہ نومبر 2010ء میں بجلی کی طلب انتہائی کم یعنی 11,081 میگا واٹ تھی جبکہ جون 2011ء میں یہ عروج پر یعنی 18,511 میگا واٹ تک جا پہنچی، اس طرح دو موسموں میں 7,400 میگا واٹ سے زائد فرق ظاہر ہوا۔

جدول 3.3: بجلی کا خرچ بلحاظ صوبہ اور شعبہ - مئی 10ء (فیصد)						
شعبہ	پنجاب	سندھ	خیبر پختونخوا	بلوچستان	آزاد کشمیر	مجموعی
زراعت	6.8	1.2	0.5	4.5	0.0	13.0
بھاری رسد	3.5	1.7	0.7	0.1	0.0	5.9
کمرشل	4.7	2.0	0.7	0.1	0.1	7.5
ملکی	28.0	9.3	7.3	0.6	0.8	46.1
صنعت	18.3	6.1	1.9	0.2	0.1	26.7
دیگر	0.3	0.3	0.0	0.0	0.1	0.7
مجموعی	61.7	20.6	11.1	5.5	1.1	74,349

ماخذ: وزارت پانی اور بجلی

لہذا اوڈیٹینجمنٹ کے لیے قلیل مدتی بنیادی کام یہ ہے کہ طلب گھٹانے والے اقدامات کیے جائیں۔ حکومت نے اس سلسلے میں مئی 10ء میں ایک ”انرجی سیونگ پلان“ نافذ کیا جس سے وہ بجلی کا صرف 1,300 میگا واٹ گھٹانے میں کامیاب ہوئی۔ اس پلان کے اہم نکات یہ تھے: ہفتے میں کام کے دورانیے میں کمی، تجارتی علاقوں کی جلد بندش، اور دن کی روشنی کے زیادہ سے زیادہ استعمال کے لیے اوقات میں رد و بدل۔ طلب پر قابو پانے کے اسی طرح کے اقدامات مئی 11ء میں بھی زیر غور آئے جن سے ممکنہ طور پر ایک ہزار سے گیارہ سو میگا واٹ کی بچت ہوگی (یعنی مئی 10ء کی مجموعی طلب کا 6 فیصد)، تاہم پلان کے نفاذ پر اتفاق رائے اکتوبر 2011ء میں ہو سکا جب بلند ترین طلب کا عرصہ گزر چکا تھا۔

### 3.2.1 گردش قرضہ

گردش قرضے کی قابل وصول رقم مئی 11ء کے دوران خاصی حد تک بڑھ گئی (جدول 3.4)۔<sup>8</sup> تیل کے زائد نرخوں کے بجلی کی زراعت پر اثرات کسی حد تک یوں زائل ہو گئے کہ ایندھن کی لاگت میں رد و بدل کو اوپڈا سے بجلی لینے والی تقسیم کار کمپنیوں کے لیے اگست 2010ء سے صارفی نرخوں میں براہ راست شامل کیا جانے لگا ہے۔ تاہم گیس کی قلت، اور سردیوں میں پانی کی کم دستیابی کے سبب بجلی سازی میں فرنس آئل کی نسبتاً زیادہ مقدار استعمال کی گئی جس سے پیداواری لاگت خاصی بڑھ گئی۔ نتیجتاً تقسیم کار کمپنیوں نے ریونیو اکٹھا کرنے میں ناکامی کا کردار دکھائی دیا چنانچہ عملی نااہلیوں کے تناظر میں گردش قرضہ بھی بڑھ گیا جس سے بجلی کی ذیلی کمپنیوں کے لیے شدید پیچیدگیاں پیدا ہو گئی ہیں۔ جون کے اختتام تک گردش قرضہ 251 ارب روپے تک جا پہنچا تھا۔

### شعبہ توانائی پر اثرات

پمپنگ کے تحت کام کرنے والی تقسیم کار کمپنیوں کی قابل وصول رقم 300 ارب روپے سے تجاوز کر گئی تاہم اسے بجلی ساز کمپنیوں کو مکمل طور پر منتقل کر دیا گیا، چنانچہ یہ امر حیرت نہیں کہ اپریل 2011ء کے اختتام پر قابل وصول خالص رقم پیٹرولیم مصنوعات کی تلاش، ریفائننگ اور تقسیم کے شعبوں میں مرکوز تھی۔ گردش قرضے میں سب سے بڑا حصہ اوجی ڈی سی، پی ایس او، اور پاروکا تھا۔ جمع ہوتی ہوئی سودی ادائیگیوں نے تمام اداروں کی نفع یابی زائل کر دی جبکہ پیٹرولیم مصنوعات کی تقسیم اور بجلی سازی کے لیے اس کے آپریشنل مضمرات زیادہ شدید تھے۔<sup>9</sup>

خاص طور پر پی ایس او کے لیے یہ خدشہ پیدا ہو گیا تھا کہ وہ مراسلہ اعتبار کی ادائیگیوں کے قابل نہ رہے کیونکہ قابل وصول رقم کی سطح اپریل 2011ء میں ناقابل برداشت ہو گئی، اور ہائی اسپید ڈیزل اور فرنس آئل کی درآمدی رسد عارضی طور پر تعطل کا شکار ہو گئی۔ اس تعطل سے بجلی ساز کمپنیوں کے لیے ایندھن کم پڑ گیا جسے قلیل مدت میں پورا نہ کیا جاسکا، نتیجہ شدید لوڈ 8 ہمارے تجزیے میں شعبہ توانائی کی ان کمپنیوں کی قابل وصول اور قابل ادائیگی رقم کے مابین فرق کو شامل کیا گیا ہے جو بجلی یا جزوی طور پر حکومت پاکستان کی ملکیت ہیں۔ اس حوالے سے پارلیمان اور اخبارات میں آنے والے اعداد و شمار اس لیے خاصے ہماری ہر کم ہیں کہ ان میں نجی شعبے کی قابل وصول رقم بھی شامل ہیں۔

9 بڑھتی ہوئی قابل وصول رقم کی بنا پر کمپنیوں میں چونکہ سیالیت کی قلت ہے اس لیے بینکوں سے قلیل مدتی قرض گیری پر انحصار بہت بڑھ چکا ہے۔ دوسرے، دیگر کمپنیوں سے پیش میعاد قابل وصول رقم پر شرح سود بھی عائد ہے۔

جدول 3.4: گردش قرضے کی قابل وصولی رقوم (ارب روپے)					
کمپنی	قابل وصولی رقوم	قابل ادائیگی رقوم	خالص پوزیشن		تبدیلی
			30 اپریل 11ء	30 اپریل 10ء	
پی ایس او	149	98	51	30	21
ایس ایس جی سی ایل	51	44	7	(1)	8
ایس این جی پی ایل	11	25	(13)	(9)	(5)
پیکو	304	302	3	(40)	42
اوی ڈی سی ایل	116	0	116	80	36
پارکو	38	-	38	30	8
کے ای ایس سی	68	40	28	(24)	51
جی ایچ پی ایل	10	-	10	11	(1)
پی پی ایل	22	-	22	26	(4)
کراچی وائٹ رائیڈ سیوریج بورڈ	7	8	(1)	0	(1)
<b>مجموعی</b>	<b>775</b>	<b>517</b>	<b>259</b>	<b>104</b>	<b>155</b>

ماخذ: وزارت خزانہ

مینجمنٹ کی صورت میں نکالا۔ پیکو ز مجموعی تنصیبی استعداد میں سے 4,900 میگا واٹ بناتے ہیں، ان اداروں کی استعداد کم ہو کر مئی 2011ء میں 23 فیصد رہ گئی۔<sup>10</sup>

اسی طرح تھمل آئی پی بیگز سے بجلی سازی بھی کم ہو گئی جس سے بجلی کے شارٹ فال میں 2,000 میگا واٹ کا اضافہ ہو گیا۔ گردش قرضے کا بالخصوص بجلی سازی کے نجی اداروں پر بوجھ بڑھتا رہا۔ پیکو کی مالی حالت بگڑنے سے اور بجلی سازی کے نجی اداروں کو ادائیگی میں تاخیر ہونے سے بجلی کی پیداوار میں کمی دائمی حیثیت اختیار کر گئی ہے۔ اس تناظر میں فرانس آئل کی چار آئی پی بیگز نے پیکو پر واجب الادا قابل وصول دعووں کے تصفیے کے لیے جون 2011ء میں ریاستی ضمانت طلب کر لی۔ مطلوبہ رقوم بعد میں ادا کر دی گئیں تاہم بجلی سازی کے نجی اداروں کو ادائیگی باضابطہ بنانے کا بنیادی مسئلہ اب بھی حل طلب ہے۔ یہ مسئلہ فوری حل نہ کیا گیا تو دیگر آئی پی بیگز بھی یہی راستہ اختیار کر سکتی ہیں۔

#### حل طلب امور

بجلی پر زراعت کا خاتمہ،<sup>11</sup> محاصل اکٹھا کرنے میں کمزوریاں، اور تقسیم کار کمپنیوں میں لائن لاسز وہ اہم مسائل ہیں جو فی الوقت معرض التوا میں پڑے ہوئے ہیں۔ نیز نسبتاً سستا ایندھن استعمال کر کے بجلی سازی کی لاگت میں اضافے پر بھی وسط مدت میں قابو پانے کی ضرورت ہے۔<sup>12</sup>

(الف) بجلی پر زراعت: جولائی تا مارچ م س 11ء کے دوران حکومت کی طرف سے قابل ادائیگی زراعت جمع ہوتے ہوئے 119 ارب روپے تک جا پہنچا تھا جو ماہانہ 13 ارب روپے اضافے کے مساوی ہے۔ مارچ 2011ء تک بجلی کے استعمال شدہ فی یونٹ پر دیا گیا زراعت 1.99 روپے فی کلو واٹ گھنٹہ تھا۔<sup>13</sup>

صارفین بجلی استعمال کرنے کی جو قیمت ادا کرتے ہیں وہ پیداواری لاگت سے کم ہوتی ہے تو لاگت اور قیمت کا فرق زراعت کی صورت میں حکومت کو ادا کرنا پڑتا ہے۔ تاہم یہ رقم باقاعدگی سے ادا نہ کی جائے تو گردش قرضے کا حجم بڑھنے لگتا ہے۔

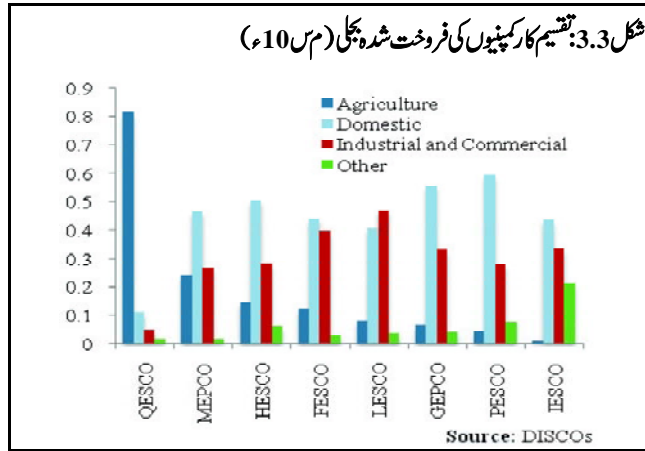
یہ زراعت ہر تقسیم کار کمپنی کے لیے، اور صارفین کے ہر زمرے کے لیے جدا جدا ہے۔ صارفین کے لیے نرخ جولائی 2010ء سے اگرچہ بڑھائے گئے ہیں، پیداواری لاگت بھی بڑھی ہے، اور گردش قرضہ بڑھانے میں زراعت کا عنصر بھی کارفرما ہے۔

<sup>10</sup> واقعاتی شواہد بتاتے ہیں کہ فرانس آئل کی یومیہ 30,000 میٹرک ٹن ضروریات کے مقابلے میں رسد صرف 2,000 میٹرک ٹن رہ گئی چنانچہ فرانس آئل سے چلنے والے پائپس کو مجبوراً اپنے ذخائر پر انحصار کرنا پڑا اور وہ استعداد سے خاصی کم پیداوار پر چلے گئے۔

<sup>11</sup> پھر ایک اخذ کردہ پیداواری لاگت اور حکومت کے متعین کردہ نرخوں کے مابین رقم کا فرق زراعت میں دیا جاتا ہے۔

<sup>12</sup> جب پیداواری لاگت بڑھتی ہے تو پیکو کی جانب سے ایندھن کے پلازما زور آئی پی بیگز کو بجلی کی خریداری کے عوض خام ادائیگی بھی اسی تناسب سے بڑھ جاتی ہے چنانچہ گردش قرضے کی قابل وصول رقم میں اضافہ ہو جاتا ہے۔ دوسرے، جب نرخ مرکزی طور پر متعین کیے جاتے ہیں تو پیداواری لاگت بڑھنے سے نرخ کا فرق یا بجلی پر زراعت بھی بڑھ جاتی ہے۔

<sup>13</sup> جیسا کہ وزارت پانی و بجلی نے قومی اسمبلی کے اجلاس 22 اپریل 2011ء کو بتایا۔



(ب) محاصل کی وصولی: گردش قرضے میں اضافے کا باعث بننے والا ایک اور مسئلہ یہ ہے کہ تقسیم کار کمپنیاں ناکافی طور پر محاصل اکٹھا کر رہی ہیں۔ مجموعی محاصل صارفین کو پہنچانی گئی بجلی کی لاگت نکالنے کے لیے ناکافی ہیں، جیسا کہ جدول 3.5 میں دکھایا گیا ہے۔ جہاں جہاں صارفین کی اکثریت زرعی اور گھریلو شعبوں سے، یا سرکاری شعبے سے تعلق رکھنے والی ہوتی ہے، وہاں وہاں یہ کمپنیاں محاصل اکٹھا کرنے کا کام آسانی سے بہتر نہیں بنا سکتیں (شکل 3.3)۔ م 10ء کے سالانہ محاصل کی بنیاد پر تخمینہ بتاتے ہیں کہ گردش قرضے کا حجم بڑھانے میں کمزور وصولی کا ماہوار حصہ 14 ارب روپے ہے۔

(ج) ترسیل کا نقصان: بجلی تقسیم کرنے والی سرکاری کمپنیوں میں م 10ء کے دوران ترسیل و تقسیم کے نقصانات 11 سے 37 فیصد تھے (جدول 3.5)۔ یہ نقصانات ان کمپنیوں کی قابل ادائیگی و قابل وصولی رقوم پر اثر انداز ہوتے ہیں۔<sup>14</sup> تخمینوں کے مطابق ان نقصانات سے گردش قرضے میں ماہوار 8 ارب روپے کا اضافہ ہو جاتا ہے۔

جدول 3.5: سرکاری شعبے میں محاصل کی وصولی اور ترسیل و تقسیم کے نقصانات کی قیمت ترکیبی، م 10ء								
تفصیلی کمپنی	محاصل (ملین روپے)	شرح وصولی (فیصد)			ترسیل و تقسیم کے نقصانات (فیصد فروخت)			مجموعی
		فنی صارفین	حکومتی گاہک	مجموعی	ٹرانزیکشنل نقصان	مجموعی تفصیلی نقصان	ترسیل نقصان	
حیسکو	45,945	73	18	60	4	14	7	21
کیسکو	24,044	77	61	76	1	8	2	10
پیسکو	38,016	84	54	85	6	12	2	14
لیسکو	117,297	95	74	93	6	15	4	19
میپکو	72,150	85	53	94	19	33	5	37
جیپکو	48,137	94	52	96	22	31	4	35
آئیپسکو	60,433	98	83	96	5	10	1	11
فیسکو	63,537	97	51	97	3	10	1	11
مجموعی	469,559	-	-	90%	-	-	-	21%

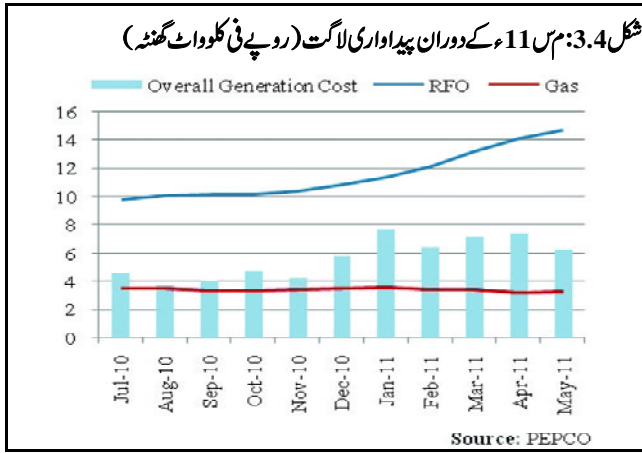
ماخذ: وزارت پانی اور بجلی، پوائس ایڈ

مسئلے کی سنگینی کا اندازہ بجلی کی تقسیم کے غیر تکنیکی زیاں سے لگایا جاسکتا ہے جس کے مطابق تقسیمی انفراسٹرکچر بہتر بنانے سے مسئلہ صرف جزوی طور پر حل ہوگا۔ زراعت کی ادائیگی کے باعث زیادہ بڑا مسئلہ یعنی بجلی چوری بڑھتے رہنے کا امکان ہے جو گردش قرضے میں اضافہ کرے گا۔ کیسکو (QESCO) کے لیے مزید دشواری ہے جہاں سرکاری بیانات کے مطابق ٹیوب ویل کے تقریباً 5000 ناجائز کنکشن ہیں اور جو محاصل کو سالانہ 14 ارب روپے کا نقصان پہنچا رہے ہیں۔

(د) پیداواری لاگت: مجموعی پیداواری لاگت بڑی حد تک فرنس آئل کی قیمت پر منحصر ہے کیونکہ فرنس آئل سے بننے والی بجلی مجموعی پیداوار کا اوسطاً 35 فیصد ہوتی ہے۔ م 11ء کے دوران بجلی سازی کی مجموعی لاگت میں تقریباً 36 فیصد اضافہ ہو چکا ہے کیونکہ اس سال فرنس آئل کی فی یونٹ لاگت بڑھ گئی ہے، یہ جولائی 2010ء میں 9.81 روپے فی کلو

<sup>14</sup> بجلی ساز اداروں سے بجلی خریدنے کے دوران ترسیل و تقسیم کے نقصانات ہوتے ہیں، چنانچہ صارفین کے ہاتھوں فروخت کے لیے دستیاب بجلی کی قدر کم، اور قابل ادائیگی رقم زیادہ ہوتی ہے۔ نتیجتاً تقسیمی نقصانات صارفین سے وصول نہ ہونے والی رقم کے طور پر ظاہر ہوتے ہیں جس سے قابل وصول رقوم بڑھ جاتی ہے۔ تقسیم کے دوران ہونے والے نقصانات میں تکنیکی نقصان بھی شامل کیا جاسکتا ہے جس کا انحصار تقسیمی نیٹ ورک کے معیار اور حجم پر ہوتا ہے۔ غیر تکنیکی نقصانات بڑھانے والے عوامل بجلی چوری، ناقص انتظامیہ اور کمزور تجارتی نگرانی ہیں۔





واٹ گھنٹہ تھی جو مئی 2011ء میں 14.73 روپے ہو گئی (شکل 3.4)۔ پیداواری لاگت میں اضافے نے صارفین کے لیے نرخ بڑھا دیے جس سے محاصل اکٹھا کرنے کی صورتحال مزید بگڑ سکتی ہے۔ متبادل صورت یہ ہے کہ صارفین کے لیے نرخ جوں کے توں رکھے جائیں، ایسا کرنے سے پیداواری لاگت بڑھنے پر بجلی پر زراعت بڑھ جائے گی۔ گردش قرضے کی قابل وصول رقوم ہر صورت میں بڑھیں گی۔

**م س 11ء کے دوران گردش قرضے کا بندوبست**  
م س 11ء کے دوران گردش قرضے پر پالیسی اقدام دو سطحوں پر مشتمل تھا۔ گردش قرضے کے حجم میں ماہوار اضافے کی روک تھام کے لیے تقسیم کار کمپنیوں کو بجلی کی زر

اعانت بتدریج ختم کر دی گئی۔ اس لحاظ سے اعلان کردہ نرخ آکٹوبر 2010ء میں (30.7 فیصد) اور نومبر 2010ء میں (2.1 فیصد) بڑھائے گئے۔<sup>15</sup> دوسرے، صارفین کے لیے نرخوں کے اعلان کا طریقہ کار تبدیل کیا گیا، اب بندھن کی لاگت میں ماہوار ردوبدل کا جو بوجھ بجلی ساز کمپنیوں پر پڑ رہا تھا اسے براہ راست صارفین کے نرخوں میں شامل کرنے کا اختیار منسوخ کر دیا گیا۔

پالیسی اقدام کے مذکورہ دوسرے پہلو کا تعلق گردش قرضے کی واجب الادا قابل وصول رقوم سے ہے۔ زراعت کی مد میں حکومت سے پمپوں کی قابل وصول رقوم، اور اس کے خریداروں سے بجلی کے عوض ادائیگی کا مسئلہ تشویش کا بنیادی سبب رہا ہے جس میں سے 300 ارب روپے سے زائد رقم پاور ہولڈنگ کمپنی لمیٹڈ کو پہلے ہی منتقل کی جا چکی ہے۔

نیز پمپ کو زراعت کی مد میں 120 ارب روپے مئی 2011ء میں دیے گئے۔ یہ رقم دراصل جبکہ (60 ارب روپے) اور کمپیکو (29 ارب روپے) کے واجبات کی ادائیگی میں استعمال ہوئی۔<sup>16</sup> نتیجتاً جبکہ اور کمپیکو نے 89 ارب روپے پی ایس او کو ادا کر دیے جس نے ان میں سے 61 ارب روپے ریفرنڈری اور 10 ارب روپے ٹیکس ادائیگی کی مد میں حکومت کو ادا کیے۔ چنانچہ کل ادائیگیوں میں سے پمپوں کے لیے، بجلی ساز نجی اداروں کے واجبات کی ادائیگی کی غرض سے صرف 31 ارب روپے بچے جبکہ واجبات جولائی 2011ء تک 167 ارب روپے ہو چکے تھے۔

بہر حال آئی پی بیز کو قابل ادائیگی رقوم کے جمع ہوتے رہنے کے ساتھ ساتھ وصولیوں کا مسئلہ فوری توجہ کا متقاضی ہے۔ سرکاری شعبے سے قابل ادائیگی رقوم جولائی 2011ء تک بڑھ کر 106 ارب روپے ہو چکی ہیں جبکہ 146 ارب روپے نجی صارفین کے ذمے ہیں۔<sup>17</sup> اس سلسلے میں پاور ڈسٹری بیوٹن امپروومنٹ پروگرام کے تحت (جس پر پالیسی ایڈ کے اشتراک سے عمل درآمد جاری ہے) تقسیم کار کمپنیوں کے آپریشنل آڈٹ جیسے بعض مثبت اقدامات کیے گئے ہیں، تاہم بنیادی مسائل بظاہر م س 13ء سے پہلے حل نہیں ہوئے۔

### 3.3 توانائی کی بنیادی رسد

#### 3.3.1 پن بجلی

پن بجلی بجلی کے حصول کا بنیادی، صاف ستھرا، اور ماحول دوست ذریعہ ہے، م س 11ء کے دوران ملکی پیداوار کا صرف 35 فیصد پن بجلی گھروں سے حاصل کیا گیا جو کہ گذشتہ برس کے (سال بسال 14 فیصد کے) مقابلے میں خاصی بہتر صورتحال ہے۔ اس کا بنیادی سبب اگست 2010ء میں سیلاب کی وجہ سے تریلا اور منگلا ڈیموں میں پانی کی بلند سطح ہے۔

ملک میں فی الوقت پن بجلی کی پیداواری استعداد 6,720 میگا واٹ ہے اور اس کی بیشتر تنصیبات کا مالک اور چلانے کا ذمہ دار واپڈا ہے۔ پن بجلی کی پیداوار کے لیے موسم پر بھاری انحصار کرنا پڑتا ہے کیونکہ تنصیبی استعداد کا 69 فیصد حصہ دریائی پانی کے مقابلے میں آبی ذخائر پر منحصر ہے۔ چنانچہ بجلی کی پیداوار کا بنیادی ذریعہ تھرمل ہے اور اس ذریعے سے بننے والی بجلی کی کمی کو پن بجلی گرمی کے دنوں میں پورا کرتی ہے جب بجلی کی طلب عروج پر ہوتی ہے۔ آبی ذخائر سے آب پاشی بھی کی جاتی ہے۔

<sup>15</sup> ہمارا تخمینہ نرخ برائے اسکوا کی تنصیلات کی بنیاد پر ہے جو چشم کشا ہے۔ منجھرا کے اخذ کردہ نرخ ہر تقسیم کار کمپنی کے لیے عملاً جدا جدا ہیں جبکہ حکومت کے اعلان کردہ نرخ ملک بھر میں یکساں ہوتے ہیں۔

<sup>16</sup> جبکہ اور کمپیکو کی قابل وصول رقوم 3 مئی 2011ء کو بالترتیب 108 ارب روپے اور 170 ارب روپے تک جا پہنچی تھیں۔ اس کے مقابلے میں پی ایس او کو قابل ادائیگی رقوم بالترتیب 86 ارب روپے اور 140 ارب روپے تھیں۔

<sup>17</sup> اس تناظر میں سرکاری شعبے کی تفریح میں وفاقی/صوبائی سرکاری محلے/ادارے، آزاد جموں و کشمیر حکومت اور کے ای ایس شامل ہیں۔



جدول 3.6: پاکستان کے ہائیڈرو الیکٹرک امکانات (میگا واٹ)						
صوبہ	چلتے ہوئے منصوبے	زیر عمل منصوبے		نامیاتی سائٹس	خام سائٹس	مجموعی ہائیڈرو پاور وسائل
		سرکاری	نجی			
خیبر پختونخوا	3,849	9,482	2,398	77	8,930	24,736
گلگت بلتستان	133	11,876	40	534	8,542	21,125
پنجاب	1,699	720	1,028	3,606	238	7,291
آزاد جموں و کشمیر	1,039	1,231	3,264	1	915	6,450
سندھ	-	-	-	67	126	193
بلوچستان	-	-	-	1	-	1
<b>مجموعی</b>	<b>6,720</b>	<b>23,309</b>	<b>6,730</b>	<b>4,286</b>	<b>18,751</b>	<b>59,796</b>

ماخذ: پرائیویٹ پاور اینڈ انفراسٹرکچر بورڈ

پرائیویٹ پاور انفراسٹرکچر بورڈ کے مطابق م س 11ء تک پاکستان میں پن بجلی کے 89 فیصد وسائل کو استعمال ہی نہیں کیا گیا (جدول 3.6)۔ پن بجلی کی زیادہ تر پیداوار صوبہ خیبر پختونخوا میں، اور بقیہ پنجاب، آزاد جموں و کشمیر اور گلگت بلتستان میں ہوتی ہے۔ 53,076 میگا واٹ پن بجلی بنانے کے وسائل کی نشان دہی ہو چکی ہے اور انہیں استعمال کیا جانا ابھی باقی ہے، ان میں سے 79 فیصد وسائل گلگت بلتستان اور خیبر پختونخوا میں واقع ہیں۔

بہت سے منصوبوں کے قابل عمل ہونے کی رپورٹیں مکمل کر لی گئی ہیں تاہم زیر تعمیر منصوبوں کی تعداد خاصی کم ہے۔ زیر تعمیر منصوبوں سے 2019ء تک اندازاً 6,176 میگا واٹ پن بجلی کی پیداوار متوقع ہے۔<sup>18</sup> تاہم چونکہ اکثر منصوبے سرکاری رقوم سے بنائے جانے ہیں اس لیے رقوم کا اکٹھا کرنا منصوبوں پر عمل درآمد میں اہم رکاوٹ بن سکتی ہے۔ منظور شدہ منصوبوں کے لیے فی الوقت آسان شرائط پر قرضوں، اور ”احباب پاکستان“ سے سپلائرز کریڈٹ کی شکل میں 15 ارب ڈالر تک بطور معاونت حاصل کرنے کی کوشش کی جا رہی ہے۔ اہم ڈونر ملکوں کی اقتصادی صورتحال، اور پاکستان کے داخلی سیاسی حالات کے پیش نظر بظاہر یہ رقوم تاخیر کی شکار ہو سکتی ہیں اور مرحلہ وار مل سکتی ہیں جس کا بڑی حد تک انحصار اس بات پر ہوگا کہ حکومت پن بجلی کو کتنی اہمیت دیتی ہے۔

### 3.3.2 خام تیل

م س 11ء میں ریفائنریوں کے استعمال کے لیے دستیاب خام تیل کی مجموعی رسد 10.1 ملین میٹرک ٹن تک جا پہنچی جس میں درآمد اور اندرونی پیداوار سے حاصل ہونے والا خام تیل شامل ہے۔ ریفائننگ پر منافع بڑھنے اور پروسیدنگ کی استعداد میں معمولی اضافے کی بنا پر تیل کی درآمد بھی بڑھ گئی۔ ملک میں مجموعی طور پر پروسیس ہونے والے خام تیل 30% سے 35 فیصد مقامی پیداوار سے حاصل ہوتا ہے، اور یہ م س 11ء میں (سال بسال 0.6 فیصد اضافے کے ساتھ) 3.3 ملین میٹرک ٹن رہا۔ یہ بات قابل ذکر ہے کہ تیل کی مقامی پیداوار طلب میں اتار چڑھاؤ کا ساتھ نہیں دے پاتی، اور دستیاب ذخائر کے علاوہ تیل کی تلاش اور پیداوار کی سرگرمیوں پر بڑی حد تک انحصار کرتی ہے۔ چنانچہ مقامی طلب اور پیداوار میں فرق کو درآمد پورا کرتی ہے جو م س 11ء میں سال بسال 3.8 فیصد بڑھ کر 6.8 ملین میٹرک ٹن تک پہنچ گئی۔<sup>19</sup>

### تیل کی تلاش اور پیداوار کی سرگرمیاں

گذشتہ سال تیل کی تلاش اور پیداوار کی سرگرمیاں ماند رہیں۔ م س 11ء میں 80 کنوؤں کو تلاش، ترقی اور تنقیص کے لیے نظر میں رکھا گیا تھا<sup>20</sup> تاہم جون 2011ء تک صورتحال یہ تھی کہ صرف 49 کنوؤں پر کام جاری تھا جن میں سے 15 تلاش کے لیے مختص تھے اور بقیہ کو ترقی اور تنقیص کے لیے گزشتہ برسوں میں مختص کیا گیا تھا (شکل 3.5)۔ چنانچہ تلاش و پیداوار کی کمپنیوں کی زیادہ توجہ نئے کنوؤں کی تلاش میں سرمایہ لگانے کے بجائے پہلے سے موجود کنوؤں پر کام کرنے پر رہی۔

18 تعمیراتی لاگت کا تخمینہ تقریباً 1,056 ارب روپے ہے۔ ان میں اہم ڈیامیر، بھاشا ڈیم، اور نیلم، جہلم، الائی کھاؤ اور دوہر کھاؤ پن بجلی منصوبے ہیں۔ اولین دو منصوبے لگ بھگ 2019ء میں مکمل ہوں گے جبکہ مؤخر الذکر 2012ء تک کام شروع کرے گا۔

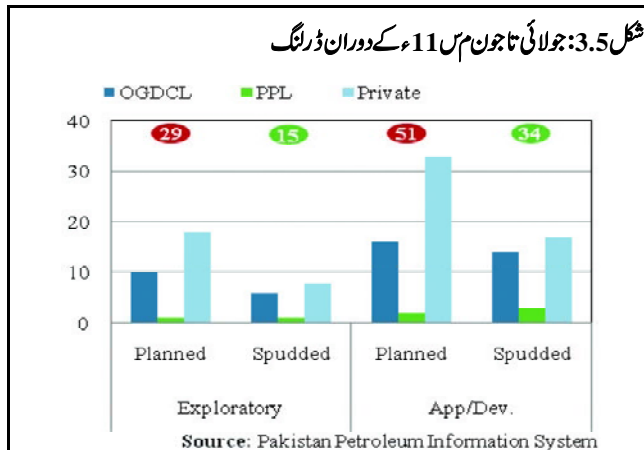
19 جیسا کہ آئل کمپنیز ایڈوائزری کمیٹی (او ای سی) کی رپورٹ ہے۔ کمیٹی میں اکثر بڑی ریفائنریاں اور پیٹرولیم مصنوعات کی تقسیم کار کمپنیاں شامل ہیں۔ یہ اعداد و شمار شیے کی کارکردگی کی بڑی حد تک نمائندگی کرتے ہیں۔

20 تلاش کے لیے کھودے گئے کنوؤں سے اس مقام پر خام تیل کی موجودگی معلوم کی جاتی ہے، تنقیصی کنوئیں ذخائر کا حجم جاننے میں استعمال ہوتے ہیں، معلوم شدہ ذخائر والی فیلڈ سے تیل نکالنے کے لیے ترقیاتی کنوئیں تعمیر کیے جاتے ہیں۔

جدول 3.7: خام تیل کی پیداوار، درآمدات اور خرچ کا جائزہ (ملین میٹرک ٹن)						
پانچ سالہ مرکب سالانہ شرح نمو	میں 10ء	میں 09ء	میں 08ء	میں 07ء	میں 06ء	
الف۔ پیداوار	3.18	3.22	3.43	3.30	3.21	
ادبی ڈی سی	1.78	1.98	2.03	1.78	1.54	
بی پی	0.56	0.48	0.47	0.54	0.62	
پی پی ایل	0.26	0.23	0.25	0.24	0.18	
دیگر	0.58	0.53	0.68	0.74	0.87	
ب۔ درآمدات*	6.89	8.06	8.42	8.22	8.60	
پارکو	3.56	3.56	4.56	4.36	4.60	
این آر ایل	1.71	2.32	2.22	2.37	2.39	
پی آر ایل	0.98	1.30	0.85	0.78	0.91	
بانگیو	0.63	0.88	0.79	0.71	0.70	
مجموعی رسد (الف+ب)	10.07	11.28	11.85	11.52	11.81	
ج۔ طلب (Crude processed)	9.87	10.74	11.69	11.24	11.35	
پارکو	3.56	3.66	3.87	3.72	3.79	
این آر ایل	2.14	2.42	2.73	2.79	2.77	
اے آر ایل	1.74	1.70	1.93	1.84	1.87	
پی آر ایل	1.60	1.89	2.18	1.98	2.14	
دیگر**	0.83	1.06	0.98	0.91	0.78	

\* ڈی جی آئل، وزارت پٹرولیم کے مطابق  
\*\* ان میں بانگو، ای این اے آر اور ڈھوک شامل ہیں۔

ماخذ: ہائیڈروکاربن ڈویلپمنٹ انسٹی ٹیوٹ آف پاکستان



میں 11ء کے دوران تیل کے تین نمایاں ذخائر دریافت کیے گئے (جدول 3.8)، جن کی بی پی ڈی 4,071 بیرل متوقع ہے۔<sup>21</sup> تکمیل کے بعد یہ کنویں خام تیل کی سالانہ پیداوار کا 6 فیصد پورا کر سکیں گے۔ نیز، جاری منصوبوں سے توقع ہے کہ 12ء سے 13ء کے دوران یومیہ 9,000 بیرل یا پیداوار کا 14 فیصد تیل مل سکے گا۔

خام تیل کی مقامی پیداوار کے امکانات سے فائدہ اٹھانا داخلی، خصوصاً خیر پختونخوا اور بلوچستان میں سلامتی کی صورتحال کے باعث ایک چیلنج کی حیثیت رکھتا ہے۔ گزشتہ سال تلاش و پیداوار کی کمپنیوں کے افراد پر حملوں کے متعدد واقعات رونما ہوئے، ان حملوں کی وجہ سے بعض کنویں اور فیلڈز میں سرگرمیاں روک دی گئیں۔

### خام تیل کی پروسیسنگ

خام تیل کی طلب پروسیسنگ کی تنصیبی استعداد تک محدود ہے جو 11ء میں 14.25 ملین میٹرک ٹن تھی۔ ہائی اسپیڈ ڈیزل پر 7.5 فیصد ڈیمینڈ ڈیوٹی کی صورت میں تحفظ فراہم کیے جانے کے باوجود ریفرننگ کی استعداد میں نمو جا رہی ہے (بکس 3.1)۔ چنانچہ ملکی ریفرنریوں نے 10ء اور 06ء میں 10ء کے درمیان اپنی استعداد کا اوسطاً 85 فیصد استعمال کیا۔ پاکستان جیسی منڈی میں جہاں پیٹرولیم مصنوعات کی قلت ہے، اگر استعداد زیادہ سے زیادہ استعمال کی جائے تو ان مصنوعات کے درآمدی اخراجات سے بچا جاسکتا ہے۔

21 اس کا مطلب ہے یومیہ پیداوار

جدول 3.8: مئی 11ء کے دوران دریافت ہونے والے تیل کے نئے ذخائر			
آپریٹر	صوبہ	ترقیاتی کیفیت	امکانی پیداوار (بی بی ڈی)
ایم اداہل	خیبر پختونخوا	شروع کیا گیا	3,029
پی اداہل	پنجاب	شروع کیا گیا	942
ادجی ڈی سی	سندھ	شروع کیا گیا	100
مجموعی			4,071

ماخذ: وزارت پٹرولیم اور قدرتی وسائل

پاکستان میں 3.1: پاکستان میں ریفائننگ کا شعبہ

پاکستان میں پٹرولیم مصنوعات کی صفائی کا شعبہ پانچ ریفائنریوں پر مشتمل ہے جس کی مجموعی استعداد 13.1 ملین میٹرک ٹن سالانہ ہے۔ ریفائنریوں کے نام یہ ہیں: پاک عرب ریفائنری (پاکو، 4.5 ملین میٹرک ٹن)، بنش ریفائنری (این آر ایل، 2.7 ملین میٹرک ٹن)، پاکستان ریفائنری (پی آر ایل، 2.1 ملین میٹرک ٹن)، اٹک ریفائنری (اے آر ایل، 1.9 ملین میٹرک ٹن) اور بانکو (1.7 ملین میٹرک ٹن)۔ مصنوعات کی فہرست چونکہ کسی ریفائنری کے ترتیب اجزاء سے معلوم کی جاتی ہے، اور اہم پٹرولیم مصنوعات کی طلب ملکی صرف کی حد تک ہوتی ہے چنانچہ اس شعبے میں استعداد کا استعمال جاننے کے لیے پٹرولیم کی جدا جدا مصنوعات اور خام زرخوں کے مابین شرح منافع پر بڑی حد تک انحصار کیا جاتا ہے۔

اس شعبے میں زیادہ تر استعداد ہائڈرو اسکیمنگ ترتیب اجزاء پر مبنی ہے، اس لیے مصنوعات کی فہرست میں فرنس آئل کا (جسے امتیازی طور پر خام زرخوں پر رعایتاً بیچا گیا) تناسب خاصا بلند ہے۔ نتیجتاً اس شعبے میں شرح منافع حد سے نسبتاً کم ہے، اور ریفائنریاں اپنی بینکانوی بہتر بنانے کے لیے سرمایہ لگانے کے قابل نہیں ہیں۔ اس مقصد کے لیے، اور پٹرولیم مصنوعات کے لیے یورو II کے سخت معیاری پابندی کی غرض سے حکومت نے ڈیوڈ ڈیوٹی کی صورت میں زرخوں کا تحفظ فراہم کیا تاہم یہ تحفظ بھی ایک ایک کر کے مصنوعات پر سے بتدریج ختم کر دیا گیا اور گزشتہ برسوں کے دوران صرف ہائی اسپیڈ ڈیزل تک رہ گیا ہے (جدول 3.9)۔

جدول 3.9: پٹرولیم مصنوعات پر ڈیوڈ ڈیوٹی (deemed duty) کا تحفظ					
مصنوعہ	مئی 06ء	مئی 07ء	مئی 08ء	مئی 09ء	مئی 10ء
کیروسین	6.0%	-	-	-	-
بے پی 4 *	6.0%	5.0%	-	-	-
بے پی 8	6.0%	5.0%	-	-	-
ہائی اسپیڈ ڈیزل	10.0%	10.0%	10.0%	7.5%	7.5%
ایل ڈی او	6.0%	-	-	-	-
* بے پی کا مطلب ہے جیٹ پروپیلنٹ (Jet Propellant)، ایل ڈی او کا مطلب ہے لائٹ ڈیزل آئل۔					

ماخذ: اوگرا

ریفائنریوں سے صاف ہونے والے خام تیل کی مقدار مئی 11ء میں گرتی رہی اور 9.6 ملین میٹرک ٹن تک جا پہنچی جس کی وجہ رسد کی تعطل تھا۔ 22 تاہم گراؤٹ کی رفتار کو خاصا کم کر لیا گیا، یعنی یہ مئی 10ء میں 8.3 فیصد تھی جو مئی 11ء میں ایک فیصد تک آگئی۔ مئی 11ء کے دوران ریفائنریوں میں خام تیل کی طلب پر کئی عوامل نے گہرا اثر ڈالا: (الف) سیلاب کی وجہ سے ستمبر اکتوبر مئی 11ء کے دوران پارک کی بندش، (ب) مئی 2011ء کے دوران تکنیکی خرابی کے سبب اے آر ایل کی بندش، اور (ج) بانکو میں اندرونی مالی امور کی بنا پر سرگرمیاں عارضی طور پر روک دی گئیں جس سے مئی 2011ء میں خام تیل کی بحیثیت مجموعی پروکیورمنٹ پر واجبی اثر پڑا۔

تاہم خام تیل کی صفائی کے بیشتر داخلی امکانات سے فائدہ نہیں اٹھایا جا سکا ہے۔ مئی 11ء میں ملک میں مجموعی طور پر 18.4 ملین میٹرک ٹن پٹرولیم مصنوعات استعمال ہوئیں جن میں سے 49 فیصد درآمد کی گئیں۔ اگر پٹرولیم مصنوعات درآمد کرنے کے بجائے درآمدی خام تیل مقامی طور پر صاف کر کے ملکی ضروریات کو پورا کرنا مقصد بنالیا جائے تو اس کے لیے 15 ملین میٹرک ٹن تیل صاف کرنے کی اضافی استعداد درکار ہوگی۔ فی الوقت بانکو کی 5 ملین میٹرک ٹن سالانہ کی اضافی استعداد جلد حاصل ہونے کی توقع ہے اور مستقبل کے لیے 20 ملین میٹرک ٹن تک کی اضافی استعداد زیر منصوبہ ہے۔ یہ دیکھنا ابھی باقی ہے کہ اس میں سے کتنی استعداد حقیقتاً مارکیٹ میں لائی جائے گی۔ 23 دریں اثنا مصنوعات میں فرنس آئل کا تناسب کم کرنے کے لیے موجودہ ریفائنریوں کی توجہ پیداواری ترتیب اجزاء (configuration) بہتر بنانے پر لگی ہوئی ہے تاکہ ہائی اسپیڈ ڈیزل کے یورو-II تقاضے پورے کیے جاسکیں۔ 24

### 3.3.3 قدرتی گیس

پاکستان کو مالی سال 11ء کے دوران گیس کی تاریخی بدترین قلت کا سامنا کرنا پڑا اور صنعتی، سی این جی اور بجلی کے شعبوں کو اس کی رسد میں خاصی کمی واقع ہوئی۔ یہ کمی موسم سرما میں اس وقت بلند سطح پر پہنچ گئی جب ملک میں گیس ہیڈر کا استعمال بڑھ گیا تھا اور 3,878 ملین کعب فٹ رسد کے مقابلے میں طلب بڑھ کر 4,850 ملین کعب فٹ تک پہنچ گئی تھی۔ سال کے باقی حصے میں اس کی ملکی طلب (400 تا 700 ملین کعب فٹ) کے مقابلے میں دس سے پندرہ فیصد کم رہی۔ اس کی رسد کے لیے گیس کی اہم فیلڈز پر انحصار کیا جاتا ہے۔

گیس کے استعمال کو حقیقت پسندانہ بنانے کے لیے اکتوبر 2010ء میں لوڈینجمنٹ کے ایک منصوبے پر عملدرآمد شروع کیا گیا (جدول 3.10)۔ منصوبے کے مطابق پنجاب اور سندھ میں صنعتی شعبے کو دو روز کے لیے گیس کی فراہمی بند کر دی گئی جبکہ سی این جی شعبے کو ہفتے میں پانچ دن تک گیس دینے کا فیصلہ کیا گیا تھا۔ 25 اس کا ٹیکسٹائل کے شعبے پر انتہائی نقصان دہ اثر 22 اوی اے سی کی رکن کمپنیوں کے لیے۔

23 ان میں ٹرانس ایلیا سے (4.5 ملین میٹرک ٹن)، انڈس سے (4.5 ملین میٹرک ٹن) اور خلیفہ کوٹل سے (11 ملین میٹرک ٹن) اضافے شامل ہیں۔

24 فی الوقت پانچ میں سے چار ریفائنریوں میں ہائڈرو اسکیمنگ (hydro-skimming) ترتیب اجزاء کی جاتی ہے، جبکہ پارکو کے پاس سی سی آر ڈیزل میکس/وزبریکر (Visbreaker) ترتیب اجزاء ہے۔ اول الذکر کی مصنوعات میں سلفر کا مقدار زیادہ (یعنی بلحاظ وزن ایک فیصد) ہوتی ہے جس سے کم منافع ملتا ہے۔ یورو-II کا اخراجی معیار بلحاظ وزن 0.05 فیصد ہے، یہ تقاضا پورا کرنے کی غرض سے اور ڈیزل کو سلفر سے پاک کرنے کے لیے ریفائنریوں کو مخصوص پینش کی تنصیب پر اضافی سرمایہ کاری کرنے کی ضرورت ہے۔

25 اعلان کے باوجود کوئی مئی سال کے دوران تبدیلی ہوتی رہی اور طلب و رسد کی صورتحال کو مد نظر رکھتے ہوئے اسے صنعتی شعبے کے لیے بڑھا کر ہفتے میں تین دن کر دیا گیا۔ فروری 2011ء سے ٹیکسٹائل شعبے کو گیس ہفتے میں ساڑھے تین دن فراہم کی گئی (یکم 2.3.2)۔

جدول 3.10: لوڈ منجمنٹ کی وجہ سے گیس میں کمی				
کم کردہ حجم (ملین مکعب فٹ پومیہ)				
مجموعی	بجلی	سی این جی	صنعت	
<b>پنجاب</b>				
اکتوبر 10ء	0	13	98	111
نومبر 10ء	0	20	224	244
دسمبر 10ء	0	26	354	380
جنوری 11ء	0	26	295	321
فروری 11ء	0	28	261	289
مارچ 11ء	0	26	197	223
<b>سندھ</b>				
اکتوبر 10ء	0	0	131	131
نومبر 10ء	0	0	147	147
دسمبر 10ء	0	0	225	225
جنوری 11ء	0	0	284	284
فروری 11ء	0	0	234	234
مارچ 11ء	0	0	168	168
<b>بلوچستان</b>				
اکتوبر 10ء	3.8	0	0	3.8
نومبر 10ء	10	0	0	10
دسمبر 10ء	10	0	0	10
جنوری 11ء	10	0	0	10
فروری 11ء	10	0	0	10
مارچ 11ء	10	0	0	10

ماخذ: وزارت پٹرولیم اور قدرتی وسائل

پڑا (سیکشن 2.3.2) اور کھاد ساز کارخانوں کے لیے گیس کے مختص کوٹے میں 20 فیصد کمی کر دی گئی۔ بجلی کے شعبے کو گیس کی فراہمی بھی طلب سے کم رہی۔ خاص طور پر کے ای ایس سی کو گیس کی فراہمی اس کے سرکاری کوٹے (276 ملین مکعب فٹ) کا 55 فیصد رہی جبکہ گیس پر کام کرنے والے آئی پی بیز بیکار رہنے پر مجبور ہو گئے یا انہوں نے پیداواری گنجائش سے کم کام کیا۔<sup>26</sup>

گیس کی اہم فیلڈز سے رسد میں عارضی قحط (سیلاب اور تکنیکی خرابیوں کے باعث) قلیل مدت کے دوران اس کی دستیابی میں اتار چڑھاؤ کا باعث بنا۔ اہم گیس فیلڈز کو مرمت کے لیے بھی بند کیا گیا جس میں تقریباً 30 دن لگ جاتے ہیں۔

**قدرتی گیس کی قلت کا باعث بننے والے عوامل**  
پاکستان میں قدرتی گیس کی دریافت کا کام بھرپور انداز میں نہیں کیا جا رہا جس کی وجہ سے پیداوار میں تنوع نہیں لایا جا سکا۔ مالی سال 10ء تک قدرتی گیس 98 فیلڈز سے حاصل کی جا رہی تھی جس میں سے نو فیلڈز کاروبار سے رسد میں حصہ 80 فیصد تک ہے۔ دریافت و پیداوار کی سرگرمیوں کا بڑا حصہ سندھ میں مرکوز ہے (مالی سال 10ء تک مجموعی پیداوار کا 71 فیصد، جدول 3.11) اور گیس کی آخری بار اہم دریافت 1998ء میں کی گئی تھی۔ اس لیے ذخائر میں توسیع نہیں کی جاسکی اور مرس 11ء تک اصل قابل بازیابی ذخائر (540 کھرب کیوبک فٹ) کا 49 فیصد تک استعمال کیا جا چکا ہے۔ اگر پیداوار کی موجودہ شرح کو برقرار رکھا جائے تو ملک کے دستیاب ذخائر صرف 20 سال تک چل سکتے ہیں۔ پاکستان کو اس قیمتی جنس کی رسد کو متنوع بنانے کے متبادل دریافت کرنا چاہئیں۔

گیس کی دریافت کے عمل میں کمی کا ایک بڑا سبب اس کی قیمتوں کی ساخت ہے۔ گیس دریافت کرنے کی قیمتوں کو خام تیل سے منسلک کیا گیا ہے لیکن حوالہ خام قیمتوں میں تبدیلیوں کے اثرات سرمایہ کاروں<sup>27</sup> کو مکمل طور پر منتقل نہیں کیے گئے کیونکہ تلافی کے لیے نشانیہ قیمتوں کو سال میں دو بار اخذ کیا جاتا ہے۔<sup>28</sup> مزید برآں، دریافت و پیداوار کرنے والی کمپنیوں کے لیے مذکورہ سطح پر گیس کی قیمت میں کسی بھی قسم کے اضافے کا صرف 50 فیصد واجب الوصول ہوتا ہے جبکہ باقی رقم حکومت ونڈ فال لیوی (windfall levy) کی شکل میں وصول کرتی ہے۔ گیس کی پیداواری قیمت اس کی دریافت میں معاون ثابت نہیں ہوتی اور پیداواری کمپنیوں کو درآمدی مساوات کی سطح سے کم قیمت حاصل ہوتی ہے۔

ملک میں گیس کی قیمتوں کے تعین کا طریقہ بادی النظر میں غیر معمولی معلوم ہوتا ہے لیکن ملکی صنعتوں کو پہنچنے والے فائدے کے باعث یہ کافی حد تک جائز ہیں۔ تاہم پچھلے کچھ عرصہ سے صنعتوں و بجلی کے شعبوں کے بجائے اس کی ڈاؤن اسٹریم قیمتوں پر ہائیکس صارفین اور کھاد بنانے والے کارخانوں کے لیے خاصا زراعت مہیا کیا جاتا ہے جس کا نتیجہ سبھی

<sup>26</sup> ان میں اورینٹ پاور، سیف پاور، سیفائز انڈسٹریز اور بال مور پاور شامل ہیں جو 908 میگا واٹ بجلی پیدا کرتے ہیں۔

<sup>27</sup> پیٹرولیم پالیسی (2009ء) کے مطابق حوالہ خام تیل کی قیمت عربی/ایرانی خام تیل کی باسکٹ پر مبنی ہوتی ہے لیکن گیس کی قیمتیں اخذ کرنے کے لیے اس کی حد 100 ڈالر فی بیرل مقرر کی گئی ہے۔ مزید برآں، اگر حوالہ خام تیل کی قیمت 20 ڈالر فی بیرل سے تجاوز کرتی ہے تو اس پر پیمانے کے مطابق رعایت دی جاتی ہے جبکہ اس کے بعد زکوٰۃ رعایت ہوتی ہے جو اس ملکی علاقے کو دی جاتی ہے جہاں گیس پیدا ہوتی ہے۔ اس کے نتیجے میں گیس کی قیمتیں 35.35 ڈالر/بیری کی یو کی سطح سے تجاوز نہیں کر سکتیں جب خام تیل کی قیمت 100 ڈالر فی بیرل سے تجاوز کر جائے۔ موجودہ شرح ہائے مبادلہ پر یہ قیمت تقریباً 460 روپے/بی ٹی یو کے مساوی ہو جاتی ہے۔

<sup>28</sup> گیس کی قیمتیں نکالنے کے لیے حوالہ خام تیل کی قیمت کی اوسط ششماہی مدت سے اخذ کی جاتی ہے، جس کا مطلب ہے کہ سرمایہ کاروں کو اس جنس کی قیمت میں عارضی اضافے کا فائدہ نہیں پہنچتا۔

جدول 3.11: قدرتی گیس کی پیداوار اور خرچ (ملین مکعب فٹ یومیہ)						
پیداوار	میں 06ء	میں 07ء	میں 08ء	میں 09ء	میں 10ء	5 سالہ مرکب سالانہ شرح نمو
پیداوار	3,836	3,873	3,984	4,002	4,063	1.4%
سندھ	2,691	2,741	2,830	2,870	2,877	1.7%
بلوچستان	904	872	876	837	790	-3.3%
پنجاب	186	188	197	209	190	0.6%
خیبر پختونخوا	55	72	81	86	205	38.9%
خرچ	3,347	3,345	3,494	3,478	3,501	1.1%
بجلی	1,343	1,185	1,178	1,107	1,005	-7.0%
پیداواری صنعتیں	722	795	837	836	878	5.0%
کھاد	543	530	549	551	603	2.7%
ملکی	469	508	559	587	601	6.4%
دیگر	271	326	371	397	413	11.1%
ضائع شدہ	488	528	490	524	562	3.6%
فیصد پیداوار	13%	14%	12%	13%	14%	-

ماخذ: ہائیڈرو کاربن ڈولپمنٹ انسٹی ٹیوٹ آف پاکستان

غیر مستعدی کی صورت میں برآمد ہوتا ہے۔ دوم، ملک بھر میں گیس کی قیمتوں کو یکساں رکھا جاتا ہے، جس کے لیے ترسیل و تقسیم کی مختلف لاگوں کو گیس کی قیمت میں شامل کیا جاتا ہے اور اس کا اعلان کا بینہ کی اقتصادی تعاون کمیٹی کرتی ہے۔<sup>29</sup>

ان وجوہ کی بنا پر گیس کی طلب و رسد کی صورتحال میں خاصا بگاڑ آچکا ہے جبکہ امکان ہے کہ ملکی رسد کے لحاظ سے گیس کی قلت میں 16ء تک بڑھ کر 3,021 ملین مکعب فٹ ہو جائے گی (تخمین شدہ طلب 488 فیصد، جدول 3.12)۔ اگر زیر جائزہ انتظامات مقررہ وقت تک مکمل کر لیے گئے تو اس خسارے کا تقریباً آدھا حصہ درآمدات سے پورا ہو سکتا ہے۔ تاہم مستقبل قریب میں قدرتی گیس کی راشن بندی اور رہائشی صرف میں کمی کے لیے با معنی اقدامات ناگزیر ہوں گے تاکہ کھاد اور بجلی کے شعبوں کو ترجیحی بنیادوں پر اس کی رسد فراہم کی جاسکے۔<sup>30</sup>

#### طلب و رسد کے فرق کو دور کرنا

وزارت پٹرولیم و قدرتی وسائل کے مطابق میں 12ء سے گیس کی طلب 2 فیصد سالانہ کے حساب سے بتدریج بڑھتے ہوئے میں 16ء تک یومیہ 5,970 ملین مکعب فٹ تک پہنچ جائے گی۔ میں 11ء کے دوران طلب میں اضافے کی اہم وجوہات میں 852 میگا واٹ گنجائش کے حامل گیس سے چلنے والے ایک آئی پی پی سے سمجھوتہ بھی شامل ہے۔ دیگر کئی منصوبوں پر بھی کام جاری ہے جس کی وجہ سے امکان ہے کہ میں 13ء کے دوران بجلی کے لیے گیس کی مجموعی طلب بڑھ کر 1,731 ملین مکعب فٹ ہو سکتی ہے (یا متوقع پیداوار کا 41 فیصد)۔

طلب کی نمور رسد میں ہونے والے اضافے سے زیادہ رہے گی اور گیس کی قلت مستقبل قریب میں شدت اختیار کر سکتی ہے۔ رسد کے تخمینوں کے مطابق گیس کی ملکی پیداوار میں 14ء میں 3,860 ملین مکعب فٹ کی بلند سطح پر پہنچ جائے گی اور اس کے بعد اس میں کمی ہونا شروع ہوگی۔ گیس فیلڈز میں ذخائر کے بتدریج خاتمے کی وجہ سے رسد کم ہو جائے گی جبکہ طلب میں 16ء تک بڑھ کر 5,970 ملین مکعب فٹ ہو جائے گی۔ اس لیے، جن گیس فیلڈز میں توسیعی منصوبوں کی نشاندہی کی گئی ہے، وہاں سے گیس کی رسد کی فراہمی طلب و رسد کا فرق کم

<sup>29</sup> گیس کی قیمتوں کا تعین ایس ایس این جی پی ایل اور ایس ایس جی جی کی جانب سے دی گئی سالانہ آمدنی کی ضروریات کو مد نظر رکھ کر کیا جاتا ہے۔ اس حساب کتاب میں گیس کی خریداری کی لاگت، ترسیل و تقسیم کی لاگتیں، ضائع ہونے والی گیس کی نشانی سطح اور اگلاؤں پر عین منافع (ایس این جی پی ایل کا 17.5 فیصد اور ایس جی جی کی 17 فیصد) کو مد نظر رکھا جاتا ہے۔ اس لیے کمپنیوں کو اپنے تقسیمی نیٹ ورک کو توسیع دینے کی ترغیب دی گئی ہے۔ لیکن اس سے موثر فائدہ اٹھانے کی ترغیب بہت کمزور ہے کیونکہ ترسیل و تقسیم کی لاگت کو گیس کی قیمتوں کے تعین میں شامل کیا جاتا ہے اور مقررہ حد سے زیادہ ضائع ہونے والی گیس کی حتمی لاگت حکومت کو برداشت کرنی چاہیے۔

<sup>30</sup> فی الوقت، قدرتی گیس مختص کرنے کی قومی پالیسی میں رہائشی شعبے کو ترجیح دی گئی ہے جس کے بعد پیداواری ضروریات کے لیے کھاد اور صنعتی شعبوں کا نمبر آتا ہے۔ گیس سے بجلی پیدا کرنے والی کمپنیوں کو یومیہ تک رسد مہیا کی جاتی ہے جبکہ باقی ماندہ گیس بہترین کوششوں کی بنیاد پر دی جاتی ہے۔ اسی طرح کے ای ایس سی، واپڈ اور آئی پی پیز اور بجلی کے دیگر منصوبوں کو گیس کی رسد کی سمجھوتے کے بغیر بہترین کوششوں کی بنیاد پر دی جاتی ہے اور تقسیم کے لحاظ سے ترجیحات میں یہ پانچویں نمبر پر ہے۔

جدول 3.12: قدرتی گیس کی طلب، رسد اور کمی کی پیش گوئی (ملین مکعب فٹ پیمانی)					
مکعب فٹ	مکعب فٹ	مکعب فٹ	مکعب فٹ	مکعب فٹ	مکعب فٹ
16م	15م	14م	13م	12م	خالص طلب
5,970	5,820	5,788	5,670	5,497	الہس این جی پی ایل
2,576	2,542	2,556	2,486	2,374	الہس ایس جی پی ایل
2,343	2,279	2,255	2,193	2,132	خود مختار نظام
1,051	999	977	991	991	یو ایف جی اور پی اینڈ ڈی نقصانات
330	322	320	307	279	گیس کا داخلی خرچ
54	54	57	55	49	مجموعی طلب
6,354	6,196	6,165	6,032	5,825	موجودہ رسد
2,249	2,417	2,663	2,933	3,124	منتوقع رسد
1,084	1,166	1,198	447	242	ایران سے درآمد
750	487	263	-	-	ایل این جی ون
500	500	500	500	300	مجموعی رسد
4,583	4,570	4,623	3,880	3,667	گیس کی کمی
3,021	2,613	2,305	2,652	2,458	مقامی رسد کے لحاظ سے
1,771	1,626	1,542	2,152	2,158	درآمد شدہ اور مقامی رسد کے لحاظ سے
ماخذ: اوگرا، وزارت پٹرولیم اور قدرتی وسائل					

کرنے کے لیے کلیدی اہمیت کی حامل ہوگی۔ اس 14ء تک گیس کے جن منصوبوں کے پایہ تکمیل تک پہنچنے کا امکان ہے ان سے 460 ملین مکعب فٹ گیس حاصل ہو سکے گی۔

مزید برآں، چونکہ گیس کی ملکی پیداوار ملکی صرف کی ضروریات کو پورا کرنے کے لیے ناکافی ثابت ہوگی، اس لیے درآمدات پر انحصار میں اضافہ ہوگا۔ مالی سال 12ء تا مالی سال 16ء کے دوران ملک میں گیس کا شارٹ فال 2,458 ملین مکعب فٹ سے بڑھ کر 3,021 ملین مکعب فٹ ہونے کا تخمینہ لگایا گیا ہے جسے درآمدات کے ذریعے 40 فیصد تک کم کیا جاسکتا ہے (بکس 3.2)۔

اگر قدرتی گیس درآمد کرنے کے ملکی منصوبوں پر عملدرآمد میں تاخیر ہوگئی تو اس کی قلت بدترین شکل اختیار کر سکتی ہے۔ نجی شعبے نے ایل این جی کے درآمدی انفراسٹرکچر منصوبوں کو ترقی دینے میں خاصی دلچسپی دکھائی ہے۔ تاہم اگر بلوچستان میں امن وامان کی بگڑتی ہوئی صورتحال یا منصوبے کے لیے قرضوں کے حصول میں تاخیر کے باعث پاکستانی علاقے میں گیس پائپ لائن مقررہ مدت میں تعمیر نہیں کی جاتی تو ایران سے درآمدات میں تاخیر ہو سکتی ہے۔ اس سے قطع نظر، ہمارے خیال میں اس بات کا امکان بہت کم ہے کہ پائپ لائن کی تعمیر میں تاخیر ہوگی کیونکہ اس کے لیے چین مالی معاونت فراہم کر سکتا ہے اور افغانستان سے امریکی افواج کے انخلا کے باعث پاکستان کی خارجہ پالیسی کو پہلے سے زیادہ علاقائی اثر و

#### بکس 3.2: قدرتی گیس کی درآمد کے منصوبے

قدرتی گیس درآمد کرنے کے لیے ذیل میں دیے گئے منصوبوں پر کام کیا جا رہا ہے:

مالی سال 11ء میں مشعل ایل این جی منصوبے کا دوبارہ ٹینڈر جاری کیا گیا اور نجی شعبے نے اس میں زبردست دلچسپی کا مظاہرہ کیا۔ الہس ایس جی کو سہولت کا مقرر کیا گیا ہے۔ سمندر میں رواں فریٹل تعمیر کیا جائے گا اور اس منصوبے پر 150 ملین ڈالر کی لاگت کا تخمینہ لگایا گیا ہے جبکہ اس میں 500 ملین مکعب فٹ گیس کی رسد فراہم کرنے کی گنجائش موجود ہوگی۔ مالی سال 12ء کے آغاز میں اس منصوبے کے ذریعے 300 ملین مکعب فٹ گیس کی شپ منٹس درآمد کی جاسکیں گی۔

ایران سے درآمدات مالی سال 14ء تک شروع ہونے کی توقع ہے اور پہلی رسد 264 ملین مکعب فٹ ہوگی۔ توقع ہے کہ پائپ لائن پر تعمیراتی کام نومبر 2011ء سے شروع ہو جائے گا اور اس کی تعمیر پر 1.5 ارب ڈالر کی لاگت کا تخمینہ لگایا گیا ہے جس کے لیے چین سے قرضہ حاصل کرنے کی کوششیں جاری ہیں۔ اس پائپ لائن کے ذریعے نو ارب 2100 ملین مکعب فٹ گیس فراہم کی جاسکے گی اور ایران سے گیس کی درآمد پر حال ہی میں مذاکرات کیے گئے ہیں جو 750 تا 1,000 ملین مکعب فٹ تک ہوگی۔

ترکمانستان، افغانستان، پاکستان، بھارت (ٹی اے پی آئی) گیس پائپ لائن کے منصوبے پر کام جاری ہے۔ ایک بین الاقوامی سمجھوتے اور گیس پائپ لائن فریم ورک سمجھوتے پر دستخط کیے جاسکے ہیں اور گیس کی خرید و فروخت میں حائل اہم رکاوٹوں کو دور کیا جا رہا ہے۔ اس منصوبے میں ایشیائی ترقیاتی بینک تعاون کر رہا ہے اور اس پر مجموعی طور پر 7.6 ارب ڈالر لاگت آئے گی اور گیس کی فراہمی شروع کرنے کے لیے 2016ء کا ہدف مقرر کیا گیا ہے۔ اس پائپ لائن کی مجموعی رسد میں سے پاکستان کو 1,365 ملین مکعب فٹ گیس حاصل ہو سکے گی۔



جدول 3.13: مجموعی جائزہ - کوئلے کا خرچ اور پیداوار (ملین میٹرک ٹن)						
میں 06ء	میں 07ء	میں 08ء	میں 09ء	میں 10ء	5 سالہ مرکب سالانہ شرح نمو	
7.71	7.89	10.11	8.39	8.14	1%	خرچ *
-	0.00	0.00	0.00	-	-	ملکی
4.22	3.28	3.76	3.27	3.01	-8%	اینٹ بیکٹ کی صنعت
2.78	4.14	5.72	3.80	4.58	13%	سینٹ / دیگر صنعت
0.56	0.31	0.47	1.20	0.43	-7%	پاکستان اسٹیل
0.15	0.16	0.16	0.11	0.13	-4%	بجلی (واپڈ)
4.87	3.64	4.12	3.74	3.48	-8%	پیداوار
2.01	1.00	1.06	0.84	1.20	-12%	سندھ
1.96	1.83	2.27	2.06	1.50	-6%	بلوچستان
0.57	0.51	0.55	0.57	0.59	1%	پنجاب
0.33	0.30	0.24	0.27	0.19	-13%	خیبر پختونخوا / افغانا
2.84	4.25	5.99	4.65	4.66	13%	درآمدات
-	-	-	-	186,008	-	ذخائر
-	-	-	-	-	-	جس میں
-	-	-	-	3,450	-	پیمائش شدہ
-	-	-	-	68,259	-	نشانہ بندی کی گئی اور اخذ کیا گیا
-	-	-	-	114,298	-	مفروضہ
* کوئلے کے خرچ کے شعبہ دار اعداد و شمار دستیاب نہیں اس لیے تخمینہ لگایا گیا ہے۔						
ماخذ: ہائیڈرو کاربن ڈویلپمنٹ انسٹی ٹیوٹ آف پاکستان						

رسوخ حاصل ہو جائے گا۔

### 3.3.4 کوئلہ

پاکستان میں کوئلہ بنیادی طور پر سینٹ (56 فیصد) اور خشت سازی (37 فیصد) میں استعمال ہوتا ہے (جدول 3.13)۔ م س 10 تک کوئلے کے معلوم ذخائر اگرچہ وسط مدتی ضروریات کو پورا کرنے کے لیے کافی تھے، تاہم پیداوار (3.1 ملین میٹرک ٹن) ملکی ضروریات (8.14 ملین میٹرک ٹن) کو پورا کرنے کے لیے ابھی ناکافی ہے۔ اس فرق کو ماضی میں درآمدات سے پورا کیا جاتا رہا ہے جو م س 06ء سے 10ء تک اوسطاً 13 فیصد سالانہ کے حساب سے بڑھتی رہی ہے۔

فی الوقت، کوئلے کے ذخائر کے متعلق یہ بحث ہو رہی ہے کہ آیا ملکی کوئلہ درآمدی ایندھن کا متبادل ثابت ہو سکتا ہے یا نہیں۔ بالخصوص، اب یہ تسلیم کیا جاتا ہے کہ کوئلے کے ذخائر تھر (176 ارب میٹرک ٹن) ہٹھ (14 ارب میٹرک ٹن) اور اس سے ملحقہ صوبہ سندھ کے دیگر علاقوں میں بڑی مقدار میں موجود ہیں جن سے ملک کی طویل مدتی توانائی کی ضروریات کو پورا کیا جاسکتا ہے۔ تاہم، ان معلوم ذخائر کا معیار اتنا اچھا معلوم نہیں ہوتا۔ مثلاً تھر میں دریافت ہونے والے ذخائر بھورے کوئلے کے ہیں جس میں نمی کا تناسب 55 فیصد اور گرمی کی قدر کی سطح بھی پست ہے۔

اس سے قطع نظر، ملک میں کوئلے کی پیداوار کو بڑھانے کے لیے اقدامات کیے جا رہے ہیں، خاص طور پر بجلی کی پیداوار میں۔ اسی لیے تھر کوئلہ اتھارٹی کا قیام عمل میں لایا گیا ہے جس کے چیئرمین وزیر اعلیٰ سندھ ہیں اور اس کا مقصد کوئلے کے وسائل کو ترقی دینا ہے۔<sup>31</sup> مزید برآں، نجی شعبے کی شمولیت کی حوصلہ افزائی کے لیے سندھ کوئلہ اتھارٹی اور تھر کوئلہ اینڈ انرجی بورڈ بھی تشکیل دیا گیا ہے۔<sup>32</sup> اس ضمن میں حکومت سندھ نے اینگرو پاور جنریشن کے ساتھ تھر بلاک ٹو میں کوئلے کی کان کو ترقی دینے کے ایک مشترکہ معاہدے پر دستخط کیے

31 آئین میں کوئلے کو صوبائی معاملہ قرار دیا گیا ہے۔ وفاقی حکومت سروے کے ذریعے بنیادی جغرافیائی اعداد و شمار اکٹھے کر سکتی ہے۔ اس وقت یفرینڈ جیولوجیکل سروے آف پاکستان انجام دے رہا ہے۔

32 مذکورہ کوششیں قابل تعریف ہیں لیکن ضرورت اس امر کی ہے کہ اس کام میں پیشہ ور افراد کو شامل کیا جائے جو اس منصوبے کے تکنیکی پہلوؤں سے اچھی واقفیت رکھتے ہوں اور پالیسی کی تشکیل میں معاونت کر سکیں۔ مزید برآں، یہاں پر مختلف صوبائی ایجنسیوں کے مفادات کا ٹکراؤ ہو سکتا ہے۔

ہیں جو 2016ء سے 1000 میگاواٹ بجلی کے پلانٹ کو ایندھن مہیا کرے گا۔ اسی طرح، ایک برطانوی کمپنی سے کان کنی اور بجلی کی پیداوار کے لیے مفاہمتی یادداشت پر دستخط کیے گئے ہیں اور اس ضمن میں بلاک فور میں انفراسٹرکچر کو ترقی دینے کے کام کا آغاز کر دیا گیا ہے۔ زیر زمین کوئلے سے گیس تیار کرنے کے امکانات پر بھی غور کیا جا رہا ہے۔ اس مقصد

جدول 3.14: پیٹرولیم مصنوعات کی طلب، رسد اور درآمدات کا عمومی جائزہ (ملین میٹرک ٹن)						
میں 07ء	میں 08ء	میں 09ء	میں 10ء	میں 11ء <sup>1</sup>	5 سالہ مرکب سالانہ شرح نمو	
16.85	18.08	17.91	19.13	20.33	5%	خرچ <sup>2</sup>
7.98	9.38	8.84	8.86	8.99	3%	ٹرینپورٹ
6.74	7.08	7.57	8.81	8.15	5%	بجلی
1.60	1.07	0.97	0.98	1.52	-1%	صنعت
0.53	0.54	0.53	0.47	1.67	33%	دیگر
10.86	11.31	10.34	9.54	9.32	-4%	ملکی پیداوار
3.19	3.32	3.09	2.48	2.41	-7%	فرنس آئل
1.22	1.34	1.29	1.35	1.25	1%	موٹر گیسولین
3.24	3.56	3.26	3.14	3.23	0%	ہائی اسپیڈ ڈیزل
1.17	1.01	0.96	0.94	0.82	-9%	ہوا بازی ایندھن
1.50	1.52	1.23	1.08	1.12	-7%	دیگر
0.55	0.56	0.51	0.54	0.49	-3%	غیر توانائی مصنوعات
8.33	9.03	9.97	11.18	12.41	10%	درآمدات
3.97	4.51	4.40	4.39	3.76	-1%	ہائی اسپیڈ ڈیزل
4.31	4.27	5.08	5.60	6.79	12%	فرنس آئل
-	0.13	0.25	0.58	1.06	-	موٹر گیسولین
0.05	0.12	0.25	0.61	0.80	100%	دیگر
1.34	1.34	1.21	1.45	1.43	-	برآمدات
0.27	0.30	0.32	0.41	-	-	بکریگ

1 وفاقی دفتر شماریات اور آئل کمپنیز ایڈوائزری کمیٹی کے شماریاتی اعداد و شمار۔

2 اسی اسے کے اعداد و شمار پر مبنی۔

ماخذ: ہائیڈروکاربن ڈویلپمنٹ انسٹی ٹیوٹ آف پاکستان

کے

لیے سندھ حکومت نے کوگرا نرجی کوکان کنی میں رعایت دی ہے جس کے تحت تھر بلاک فور کو ترقی دیتے ہوئے اس سے 400 میگاواٹ بجلی کا منصوبہ تیار کیا جائے گا۔

### 3.4 پیٹرولیم مصنوعات

پیٹرولیم، تیل اور اس کی مصنوعات کی خصوصیات میں زائد استعمال اور کم پیداوار شامل ہیں اور پاکستان اس خسارے کو پورا کرنے کے لیے تیل کی درآمدات پر بھاری انحصار کرتا ہے۔ مالی سال 11ء تک محیط پانچ برسوں کے عرصہ میں پیٹرولیم مصنوعات کے استعمال میں 4.8 فیصد کی اوسط سے اضافہ ہوا ہے جبکہ ملکی پیداوار صرف 50 فیصد ضروریات کو پورا کرنے کے لیے کافی ہے اور اس میں 3.8 فیصد کی اوسط سے کمی آئی ہے۔ طلب و رسد کے فرق کو پورا کرنے کے لیے اس کی درآمدات میں 07ء کی 8.3 ملین ٹن سطح سے بڑھ کر 11ء میں 12.4 ملین ٹن ہو چکی ہیں (جدول 3.14)۔

پیٹرولیم مصنوعات کا درآمدی بل گزشتہ برس کے 6.6 ارب ڈالر سے بڑھ کر مالی سال 11ء میں 8.3 ارب ڈالر تک جا پہنچا جس کا سبب مقدار اور قیمتوں میں ہونے والی منفی تبدیلیاں ہیں۔ درآمدی مقدار بڑھ کر 12.4 ملین میٹرک ٹن ہو گئی تھی جبکہ مشرق وسطیٰ میں ناسا گز حالات کی وجہ سے تیل کی قیمت اپریل 2011ء میں 120 ڈالر فی بیرل کی سطح کو

33 درآمدی اعداد و شمار اسی کی رکن کمپنیوں کی نمائندگی کرتے ہیں۔

زیادہ تشویشناک بات یہ ہے کہ پیٹرولیم مصنوعات کی طلب کا بڑا حصہ بجلی کے شعبے میں مرکوز ہے اور اس کے نتیجے میں فرانس آئل کی ملکی ضروریات مسلسل بڑھ رہی ہیں۔ چونکہ مالی سال 10ء میں فرانس آئل کی ملکی پیداوار ملک کی صرف 27 فیصد ضروریات کو پورا کرنے کے لیے کافی تھی، اس لیے باقی تیل درآمد کرنا پڑا تھا تاکہ بجلی پیدا کی جاسکے۔ بجلی کے شعبے میں فرانس آئل کا متبادل تلاش کرنے کی اشد ضرورت ہے، لیکن اس کے لیے پالیسی سازوں کے پاس آپشن بے حد محدود ہیں۔

پیٹرولیم مصنوعات کی رسد میں خسارے کے لحاظ سے ہائی اسپیڈ ڈیزل کا دوسرا نمبر ہے۔ مالی سال 10ء کے دوران ہائی اسپیڈ ڈیزل کا مجموعی صرف 6.8 ملین میٹرک ٹن تھا جس میں سے 90 فیصد کاراکٹر انپورٹ کے شعبے میں دیکھا گیا۔ ڈیزل کے استعمال کی سطح بلند ہے کیونکہ ملک میں ریلوے کے بجائے روڈ ٹرانسپورٹ کو زیادہ اہمیت دی جاتی رہی ہے۔ اگر پاکستان ریلوے مستعدی سے کام کرے تو ڈیزل کی طلب میں خاصی کمی کی جاسکتی ہے۔ جس سے ملک کے لیے بڑی مقدار میں زرمبادلہ بچانا بھی ممکن ہو سکے گا۔

صرف کا درست اندازہ لگانا مشکل ہوتا ہے۔ ڈیزل کی ملکی پیداوار کے لیے آئل ریفاائنریوں کو طویل عرصہ سے اس کی فروخت پر معین فیصدی مارجن (ڈیمڈ ڈیوٹی) کی رعایت حاصل ہے۔ تاہم، ماضی میں ڈیمڈ ڈیوٹی کی رعایت سے حاصل ہونے والے منافع کو ٹیکنالوجی بہتر بنانے کی سرمایہ کاری میں استعمال نہیں کیا گیا اور اس کے بجائے اس ڈیوٹی کو تیل کی قیمتوں میں ہونے والے اتار چڑھاؤ کے نتیجے میں ریفاائنریوں کے مارجن میں تغیر پذیری کی تلافی کے لیے استعمال کیا جاتا ہے۔ اس لیے ملکی ریفاائنریوں کی موجودہ ہیئت کی خصوصیات میں ڈیزل کی پست پیداوار اور فرانس آئل کی بلند پیداوار شامل ہیں (بکس 3.1) اور ڈیزل پر رعایتیں دینے کے نتائج ابھی تک برآمد نہیں ہو سکے۔

#### مالی سال 11ء میں پیٹرولیم مصنوعات کا استعمال

مالی سال 11ء کے دوران پیٹرولیم مصنوعات کے استعمال میں 2.4 فیصد کمی دیکھی گئی جبکہ گزشتہ برس کی اسی مدت میں یہ 9.4 فیصد بڑھا تھا۔ مالی سال 11ء کے دوران اس کے سالانہ استعمال میں کمی کا ایک بڑا سبب فرانس آئل کی کم فروخت (1.9 فیصد تخفیف) ہے اور توانائی کی مصنوعات کے آمیزے کے استعمال میں اس کا حصہ 45 فیصد بنتا ہے۔

فرانس آئل کے استعمال میں سب سے زیادہ کمی اگست 2010ء میں دیکھی گئی کیونکہ وسیع پیمانے پر سیلاب کی وجہ سے اس کی دستیابی متاثر ہوئی تھی۔ دوسری مرتبہ فروخت میں قابل ذکر کمی اپریل 2011ء میں ہوئی تھی جس کا سبب گردش قرضوں کے مسئلے کی وجہ سے تیل کی بازار کاری کرنے والی کمپنیوں کو درپیش ذخائر کے انتظام کے مسائل تھے۔

مالی سال 11ء کے دوران غیر توانائی مصنوعات میں 22.6 فیصد کمی دیکھی گئی جبکہ مالی سال 10ء میں یہ 3.9 فیصد بڑھ گئی تھی۔<sup>34</sup> اس گروپ کی نمو میں بحیثیت مجموعی کمی کا اہم سبب اسفالت کا کم استعمال (سال بسال 34.3 فیصد کمی)<sup>35</sup> ہے جسے سڑکوں کی تعمیر میں برتا جاتا ہے اور غیر توانائی گروپ میں اس کا حصہ تقریباً 65 فیصد بنتا ہے۔ اسی طرح، لبریکیشن کی فروخت مالی سال 11ء کے دوران معمولی سی بڑھی جبکہ مالی سال 10ء میں اس میں 11.1 فیصد نمو ہوئی تھی۔

#### مالی سال 11ء میں پیٹرولیم مصنوعات کی پیداوار

مالی سال 11ء کے دوران ریفاائنری کی پیداوار 2.3 فیصد کمی کے ساتھ 9.3 ملین ٹن رہی۔<sup>36</sup> پیداوار میں کمی کا سلسلہ مالی سال 10ء کی نسبت سست پڑ گیا جس کی اہم وجہ تیل کی عالمی قیمتیں بڑھنے کے باعث مالی سال 11ء کی دوسری ششماہی میں ریفاائننگ کے مارجنز میں بہتری تھی۔<sup>37</sup> ایک اور بنیشتل ریفاائنریوں کے تخمین شدہ خام مارجن اپریل 2011ء میں 5 ڈالرنی بیرل کی سطح پر عبور کر گئے تھے اور پیداوار میں فرانس آئل کا بلند تناسب رکھنے والی ریفاائنریوں کے مارجن بھی مثبت میں رہے۔

34 غیر توانائی مصنوعات میں اسفالت، لبریکیشن آئل، محلول (solvent) اور گریس (grease) شامل ہیں۔

35 اسفالت کی فروخت عام طور پر سرکاری ترقیاتی اخراجات میں مختص رقوم کے لحاظ سے بلتی رہتی ہے جن میں مالیاتی پریشانیوں کے باعث مالی سال 11ء میں خاصی کمی گئی تھی۔

36 پیداواری اعداد و شمار اسے سی کی رکن کمپنیوں کی نمائندگی کرتے ہیں۔

37 خام ریفاائننگ مارجن اوگرا کی جانب سے اعلان کردہ سی اینڈ ایف قیمتوں اور عرب لائٹ خام تیل کا ایک ماہ کا ذخیرہ فرض کرتے ہوئے اخذ کیے جاتے ہیں۔

38 اس سے قبل تیل کی بازار کاری کرنے والی کمپنیوں کے مارجن ریفاائنری کے باہر کی قیمت کے فیصد اور اندرون ملک مال برداری اخراجات شامل کر کے معلوم کیے جاتے تھے، جس سے مال برداری اخراجات تیل کی قیمتوں کے لحاظ سے ہر ماہ بدل جایا کرتے تھے۔ تاہم، بعد میں مارجن متعین کر کے ایم ایس کے لیے 1.5 روپے فی لٹر، ہائی اسپیڈ ڈیزل کے لیے 1.35 روپے فی لٹر اور رائج ادبی سی کے لیے 1.72 روپے فی لٹر ہے۔

### پیٹرولیم مصنوعات کی قیمتوں میں تبدیلیاں اور مالیاتی اثر

مالی سال 11ء کے دوران تیل کی بڑھتی ہوئی قیمتوں کے صارفی اثرات کا انتظام مستعدی سے کیا گیا لیکن بالواسطہ ٹیکس محصولات پر اس کے کچھ منفی اثرات مرتب ہوئے۔ خصوصاً

بکس 3.3 خام تیل اور پیٹرولیم مصنوعات کی درآمد کا انفراسٹرکچر

پاکستان خام تیل کی ضروریات کا بڑا حصہ مشرق وسطیٰ سے لیتا ہے اور اس کے اہم رسد کنندگان (سپلائرز) میں سعودی عرب، متحدہ عرب امارات اور ایران شامل ہیں۔ پاکستان پمپنگ شپنگ کارپوریشن (پی این ایس سی) کے تین سے چار ٹینکرز کو ہر ماہ اوسطاً 600,000 میٹرک ٹن خام تیل درآمد کرنے کے لیے استعمال کیا جاتا ہے۔

اس وقت خام تیل اور اس کی مصنوعات کی درآمدات کے لیے صرف دو ٹرمینلز موجود ہیں: کینا ڈی اور فوٹکو (FOTCO) بن قاسم۔ یہ دونوں بندرگاہیں کراچی میں واقع ہیں اور ایک 25 کلومیٹر طویل پائپ لائن (سالانہ دو ملین میٹرک ٹن گنجائش کی حامل) سے منسلک ہیں۔ اس پائپ لائن کو بنیادی طور پر درآمد شدہ پیٹرولیم مصنوعات (خصوصاً ڈیزل) کو ملک کے بالائی علاقوں میں منتقل کرنے کے لیے استعمال کیا جاتا ہے اور یہ فوٹکو (FOTCO) پائپ لائنوں کے نیٹ ورک سے منسلک ہے۔ اس میں اکثریتی حصہ پاکستان پائپ لائنز (51 فیصد) کا ہے جبکہ باقی حصہ پی این ایس اور شیل اور شیبرون کے پاس ہے۔ پارکو، این آر ایل اور پی آر ایل اس پائپ لائن سے منسلک ہیں۔

اس وقت بندرگاہوں پر پیٹرولیم مصنوعات کی کارگو ہینڈلنگ کی مجموعی استعداد 33 ملین میٹرک ٹن (24 ملین میٹرک ٹن کینا ڈی اور 9 ملین میٹرک ٹن فوٹکو) ہے۔ لیکن خام تیل کی ہینڈلنگ کی گنجائش بہت کم ہے (کینا ڈی پر 6 ملین میٹرک ٹن اور فوٹکو پر 0.6 ملین میٹرک ٹن)۔ مزید برآں، کے پی ٹی او پی ون کی مرمت کی وجہ سے خام تیل کی ہینڈلنگ کی گنجائش 2013ء تا 2015ء کے دوران کم ہو جائے گی۔ مزید برآں، مستقبل میں پیٹرولیم مصنوعات کی طلب اور ریفاہنریوں کی پیداواری گنجائش میں اضافے سے کارگو ہینڈلنگ کے موجودہ انفراسٹرکچر پر دباؤ بڑھ جائے گا۔

خام تیل کی درآمدات کی کارگو ہینڈلنگ کی گنجائش کو بہتر بنانے اور انفراسٹرکچر میں توسیع کی ہنگامی بنیادوں پر ضرورت ہے۔ خصوصاً، رات کے وقت جہاز رانی متعارف کرانے اور فوٹکو کے ڈرافٹ کو بڑھانے سے کارگو ہینڈلنگ کی صلاحیت میں اضافہ کیا جاسکتا ہے۔ ذیل میں دیے گئے آپشنز کا رآمدات ہو سکتے ہیں:

- ☆ خام تیل کی درآمدات کے لیے حب میں سٹکل ہوائے مورنگ (ایس بی ایم) 40 کی تنصیب جو باگور ریفاہنری سے منسلک ہو۔
- ☆ کے پی ٹی کے تین جدید سمندری پلیٹ فارمز کے بہتر استعمال کے لیے کے پی ٹی اور فوٹکو کے درمیان سفید تیل کی پائپ لائن کو منسلک کرنا تاکہ چپکو کے ٹرمینل کو کے پی ٹی تک رسائی دی جاسکے اور بحری جہازوں کی آف لوڈنگ میں تاخیر سے بچا جاسکے۔
- ☆ بجلی کی پیداوار کے لیے فرنس آئل کی بڑھتی ہوئی طلب کے باعث فوٹکو میں دوسری برتھ کا قیام۔

مختلف قسم کی پیٹرولیم مصنوعات پر تیل کی بازار کاری کرنے والی کمپنی کے مارجن کو کم کر دیا گیا<sup>38</sup> جبکہ پیٹرولیم ڈولپمنٹ لیوی (پی ڈی ایل) جسے ڈپو سے باہر (ex-depot) قیمتوں کے فارمولے میں شامل کیا گیا، کو بحیثیت مجموعی کم کر دیا گیا۔<sup>39</sup> اگر انہی ریفاہنری کے باہر کی قیمتوں کے تعین میں بھی رد و بدل کرتے ہوئے پیٹرولیم مصنوعات کی قیمتوں میں جہاز رانی اور اتفاقی لاگت کے اثر کو خارج کر دیا۔

مزید برآں، اگر انہی پیٹرولیم مصنوعات کی قیمتوں کے تعین کا طریقہ کار بتا دیا ہے جو کہ مالی سال 12ء سے نافذ العمل ہے، جس کے مطابق ایم ایس، ایچ او بی سی، ایل ڈی او، ایوی ایشن اینڈ ہن کی قیمتوں کو ریفاہنری اور ڈیپو کی سطح پر ڈی ریگولیٹ کرتے ہوئے اسے درآمدی مساوات کی قیمت اور ریفاہنری کے باہر اتفاقی لاگت سے منسلک کیا گیا ہے۔ تاہم، ہائی اسپیڈ ڈیزل کی قیمتوں کا تعین اگر ریفاہنری کی سطح پر کر رہا ہے جبکہ مٹی کے تیل کی قیمت کا اعلان ریفاہنری اور ڈیپو دونوں سطح پر کیا جا رہا ہے۔

اگرچہ ایک مسابقتی منڈی میں ڈی ریگولیشن کے نتیجے میں قیمتوں میں کمی آئی چاہیے لیکن ہمارے خیال میں مذکورہ تبدیلیوں کا صارفین پر کوئی اثر نہیں پڑے گا۔ ڈیپو کے بعد کی قیمتوں کے اہم اجزا میں تیل کی بازار کاری کرنے والی کمپنی، ڈیلر کیمیشن، حکومتی ٹیکس اور اندرون ملک مال برداری کو مساوی کرنے کے مارجن (آئی ایف ای ایم) شامل ہوتے ہیں۔ نئے فریم ورک کے تحت تیل کی بازار کاری کرنے والی کمپنیوں کا ان میں سے کسی بھی جز پر کنٹرول نہیں ہے کیونکہ کیمیشن طے کر دیا گیا ہے، ٹیکسوں کا تعین حکومت کرتی ہے اور سفارشات کے باوجود آئی ایف ای ایم کو برقرار رکھا گیا ہے۔ اس لیے قیمتوں کو ڈیپو کی سطح پر ڈی ریگولیٹ کرنے سے صارفین پر کوئی اثر نہیں پڑے گا۔

39 پیٹرولیم ڈولپمنٹ لیوی (پی ڈی ایل) میں کمی کے مالیاتی اثرات مرتب ہو سکتے ہیں۔ مالی سال 10ء کے دوران پی ڈی ایل سے وصولیاد ہدف سے 10 ارب روپے کم رہی اور توقع ہے کہ مالی سال 11ء میں خسارہ بڑھ کر 120 ارب روپے تک ہو سکتا ہے۔ اس سے قطع نظر، ہمارے خیال میں آئندہ سال پی ڈی ایل کا مقررہ 120 ارب روپے ہدف حاصل کیا جاسکتا ہے بشرطیکہ خام تیل کی علاقائی قیمتیں مالی سال 12ء کے دوران 80 ڈالر فی بیرل سے نیچے رہیں، جیسا کہ مالی سال 09ء میں دیکھنے میں آیا تھا۔

40 ایس بی ایم سمندری ایک مکمل آزاد منگل ہوائے ٹرمینل کی تنصیب ہے جس میں جہاز لنگر انداز ہو سکتے ہیں اور اس سے خام تیل کے بہت بڑے بحری جہازوں یا بہتی ہوئی تنصیبات سے کارگو منتقل کیا جاسکتا ہے۔ ایس بی ایم سٹروم فوراً استعمال کی بندرگاہیں کہا جاتا ہے کیونکہ انہیں گہرے پانیوں میں پیٹریز کی تعمیر کے بغیر نصب کیا جاسکتا ہے۔

ضمیمہ جدول 3.1: 31 دسمبر 2011ء میں مصیبت شدہ اور مصیبت پیداوار کی استعداد (میگا واٹ)					
نمبر شمار	مصوبہ کا نام	ایجنٹ	مصبوب شدہ	مصیبت	وجہ
	جین کوز		3,550	1,380	
1	لاکڑا	کونسل	30	-	پورے کھمکس کا F/O *
2	جی ٹی ٹی ایس فیصل آباد	گیس	210	-	U-5 S/O، گیس کوٹا صفر **
3	کوٹری	گیس	140	-	گیس کوٹا صفر
4	کوئٹہ	گیس	25	-	گیس کوٹا صفر
5	مظفر گڑھ	آرائیف اور ہٹا	1,130	480	U-5,6 F/O, U-1 S/O
6	ایس بی ایس فیصل آباد	آرائیف اور	100	-	U-1,2 اسٹینڈ بائی
7	گلدو	آرائیف اور گیس	1,155	620	U-1,2,4,5A, 8 F/O, U-7 S/O
8	جامشورو	آرائیف اور گیس	700	280	U-1, 2 F/O
9	مٹان	آرائیف اور گیس	60	-	U-4 F/O, U-1 S/O, U-3 اسٹینڈ بائی
	<b>آئی بی پی</b>		<b>7,487</b>	<b>3,915</b>	
1	ایچ پاور لمیٹڈ	گیس	551	-	پورے کھمکس کا F/O
2	اینگرہ پاور چین	گیس	217	218	-
3	اورینٹ پاور لمیٹڈ	گیس	213	-	گیس کوٹا صفر
4	ٹی این بی ٹی پاور	گیس	212	-	پورے کھمکس کا S/O
5	سیف پاور لمیٹڈ	گیس	210	-	گیس کوٹا صفر
6	سٹاف ٹرانسمیکشن سسٹم لمیٹڈ	گیس	209	-	گیس کوٹا صفر
7	لیوٹی پاور ٹیکسٹ لمیٹڈ	گیس	200	177	U-9 S/O
8	فونی کیر والا پاور سسٹم	گیس	151	121	-
9	حبیب اللہ کوئل	گیس	129	64	U-3,4 F/O
10	آئلرن انرجی	گیس	27	-	پورے کھمکس کا F/O
11	چشمہ تکبیر پاور پلانٹ	جوہری	300	304	-
12	روش پاور لمیٹڈ	آرائیف اور	395	205	آدھے کھمکس کا F/O
13	اسے ای ایس الال ہیر	آرائیف اور	348	342	-
14	اسے ای ایس پاک چین	آرائیف اور	348	-	پورے کھمکس کا F/O
15	ایس پاور لمیٹڈ	آرائیف اور	214	193	U-1 F/O
16	نشاط پتھریاں پاور لمیٹڈ	آرائیف اور	195	195	-
17	نشاط پاور لمیٹڈ	آرائیف اور	195	196	-
18	اکب چین لمیٹڈ	آرائیف اور	156	102	U-3,5 F/O, U-8 S/O
19	صبا پاور	آرائیف اور	126	-	پورے کھمکس کا F/O
20	کوہو رانز ٹی لمیٹڈ	آرائیف اور	120	92	U-1, 8 S/O
21	سدرن انٹیکرک	آرائیف اور	119	-	ایجنٹ کی کمی
22	جایان پاور جنریشن	آرائیف اور	77	23	تیل کی کمی کے باعث کم شیرنگ
23	گلگت ریشل	آرائیف اور	62	62	-
24	ٹیکو پاور	آرائیف اور	60	-	پورے کھمکس کا F/O
25	کینیکو	آرائیف اور گیس	1,342	680	U-4, 10 F/O, U-1,3,7,8 S/O
26	حب کو	آرائیف اور گیس	1,200	900	U-3 F/O
27	مالاکنڈ تھری	ران آف دی ریور	81	41	U-3 F/O
28	جاگراں	ران آف دی ریور	30	-	پورے کھمکس کا F/O
	<b>واپڈ ایجنڈہ پاور</b>	<b>6,444</b>	<b>4,889</b>		
1	ترینا	ریور دواکر	3,478	2,345	R/L 1437.45 ft., U-4,10 S/O
2	منگلا	ریور دواکر	1,000	776	R/L 1109.35 ft, U-5 F/O
3	چشمہ پائینڈرو	ریور دواکر	184	128	U-7 S/O
4	غازی رودھ	ران آف دی ریور	1,450	1,450	-
5	دارسک	ران آف دی ریور	243	150	U-1, 4 S/O
6	اسال پائینڈل	ران آف دی ریور	89	40	-
	<b>مجموعی</b>		<b>17,481</b>	<b>10,184</b>	<b>-</b>
* F/O کا مطلب forced outage ہے۔ ** S/O کا مطلب ہے مینٹننس کے لیے scheduled outage۔ U کھمکس کے اندر بجلی پیدا کرنے والے یونٹ کو ظاہر کرتا ہے۔ ☆☆☆ Residual Fuel Oil = RFO					
نوٹ: کے ای ایس بی ایس میں نصب کچا کھس اس جدول میں نہیں دکھائی گئی۔ ماخذ: وزارت بجلی اور پانی					