২১ সেপ্টেম্বর ২০১৭

মাননীয় চেয়ারম্যান
বিইআরসি

বিষয় ঃ পাইকারি বিদ্যুতের দামহারে অন্যায় ও অযৌক্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় সমন্বয় না করা এবং উদ্বৃত্ত অর্থ সমন্বয়ে দামহার কমানোর আবেদন।
সূত্র ঃ বিইআরসি আইনের ২২(ক), ২২(ট), ৩৪(২)(খ), ৩৪(২)(গ) এবং ৩৪(২)(ঘ) ধারা ও উপধারা সমূহ।

জনাব,
উপর্যুক্ত বিষয় ও সূত্রে এতদ্‌সংগে সংযুক্ত বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় বিশ্লেষণ প্রতিবেদন মতে পাইকারি বিদ্যুতের দামহার ১.৩২ টাকা কামানোর আবেদন করা হলো। আবেদনের যৌক্তিকতা নিম্নরূপ ঃ

১. পাইকারি বিদ্যুতের দামহার ৭২ পয়সা বৃদ্ধির প্রস্তাব করা হয়েছে। অথচ একদিকে রাজস্ব চাহিদাহারে অন্তর্ভূক্ত হয়েছে (ক) বিদ্যুৎ উন্নয়ন তহবিল বাবদ ২৬ পয়সা, (খ) ভর্তুকি'র সুদ বাবদ ২১ পয়সা, (গ) পাইকারি বিদ্যুতের দামহারে ঘাটতি ৫ পয়সা, (ঘ) দরপতন সমন্বয়কৃত দামহারে ফার্নেসওয়েল পরিবর্তে মেঘনাঘাট আইপিপি'তে ডিজেল ব্যবহারে ঘাটতি ১৪ পয়সা; অন্যদিকে আয়হারে অন্তর্ভূক্ত হয়নি (ক) ভোক্তাপর্যায়ে ১৩২ কেভি লেভেলে বিদ্যুৎ বিক্রিতে উদ্বৃত্ত আয় ৮ পয়সা এবং (খ) পাওয়ার ফ্যাক্টর জরিমানা আদায় বাবদ আয় ৪ পয়সা। সর্বমোট এই ৭৮ পয়সা প্রস্তাবিত দামহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হলে উদ্বৃত্ত হয় ৩২১ কোটি টাকা। তাতে দামহার ৭২ পয়সা বাড়ানো নয়, ৬ পয়সা কমানো যায়।

২. স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদনের ব্যাপারে বিইআরসি'র আদেশ প্রতিপালিত হয়নি। প্রতিপালিত হলে ঃ (ক) গ্যাসে মেঘনাঘাট আইপিপি'তে বিদ্যুৎ উৎপাদন হতো। ব্যয় সাশ্রয় হতো ১৩৩২.৯৭ কোটি টাকা। (খ) গ্যাসভিত্তিক ভাড়া-দ্রুতভাড়া বিদ্যুৎ ৩.৩৭ টাকা দামহারে কেনার পরিবর্তে ওই গ্যাসে সরকারি খাত উৎপাদনক্ষমতায় শুধুমাত্র ০.৮৬ টাকা জ্বালানী ব্যয়হারে ওই বিদ্যুৎ উৎপাদন করা যেতো। ব্যয় সাশ্রয় হতো ১৩০১.৪১ কোটি টাকা। (গ) ফার্নেসওয়েলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে জ্বালানীর দরপতন সমন্বয় সমতা নিশ্চিত হতো। ব্যয় সাশ্রয় হতো ২১১১.৯১ কোটি টাকা। (ঘ) বেশী দামি ডিজেল বিদ্যুৎ কম উৎপাদন করার কৌশল গৃহীত হতো। সরকারি ও ভাড়া-দ্রুতভাড়া বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো ৭৪০.৭৯ কোটি টাকা। (গ) ভাড়া-দ্রুতভাড়া বিদ্যুৎ উৎপাদনে ক্যাপাসিটি পেমেন্ট যৌক্তিক হতো। ফলে নন-ফুয়েল ব্যয়হার যৌক্তিক হওয়ায় ফার্নেসওয়েল ও ডিজেল বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো ৮৫৫.৮০ কোটি টাকা। অতঃপর ২০১৫-১৬ সালে বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো কমপক্ষে ৬৩৪২.৮৮ কোটি টাকা। অর্থাৎ উৎপাদন ব্যয়হার হ্রাস পেতো ১.২৬ টাকা।

৩. পাইকারি বিদ্যুতের দামহার ৪.৯০ টাকা। উৎপাদন ব্যয়হার (৪.৯০-১.৩২) বা ৩.৫৮ টাকা। উদ্বৃত্ত ১.৩২ টাকা।

৪. ওপরে বর্ণিত তথ্য প্রমাণাদিতে দেখা যায়, বিদ্যমান দামহারে পাইকারি বিদ্যুৎ ভোক্তার নিকট থেকে ৬৬৬০.৮৮ কোটি টাকা বেশী নেওয়া হচ্ছে। তা সত্ত্বেও দামহার ০.৭২ টাকা বৃদ্ধির প্রস্তাব করা হয়েছে।

৫. ভোক্তা পর্যায়ে তরল জ্বালানীর দামহার নির্ধারণের একক এখতিয়ার বিইআরসি'র। জ্বালানী ও খনিজ সম্পদ বিভাগ সে দামহার এখতিয়ার বহির্ভূতভাবে নির্ধারণ করে। যা অযৌক্তিক ও অসংগতিপূর্ণ। আবার সে দামহারে দরপতন সমন্বয় যৌক্তিক হয়নি এবং কোন কোন ক্ষেত্রে বৈষম্যমূলকও করা হয়েছে। এমন দামহারের ভিত্তিতে বিদ্যুতের দামহার নির্ধারণ অন্যায় ও অযৌক্তিক।

অতএব, পাইকারি বিদ্যুতের দামহারে ২ বছরে ৪ ধাপে উদ্বৃত্ত ১.৩২ টাকা সমন্বয় করে বিদ্যুতের দামহার ৪.৯০ টাকা থেকে কমিয়ে ৩.৫৮ টাকা নির্ধারণ করার আদেশ গণশুনানীর ভিত্তিতে প্রদান করার জন্য বিনীত আবেদন করা হলো।

২১/৯/২০১৭
(ড. এম শামসুল আলম)
বিদ্যুৎ ও জ্বালানী উপদেষ্টা, ক্যাব

২৭ পৃষ্ঠার সম্বলিত আবেদন পত্র

প্রতিবেদন
বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় বিশ্লেষণ

স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন নিশ্চিতকরণে বিইআরসি'র আদেশ প্রতিপালিত না-হওয়ায় বিদ্যুৎ উৎপাদনে বিপুল পরিমাণ আর্থিক ক্ষতি হচ্ছে এবং বিদ্যুতের মূল্যবৃদ্ধির চাপ বাড়ছে। বাল্ক বিদ্যুতের দামহার বৃদ্ধির প্রস্তাব তারই প্রমাণ। জ্বালানীভিত্তিক খাতভেদে নির্ধারিত সূচকসমূহের বিপরীতে সে আর্থিক ক্ষয়-ক্ষতির বিবরণ সংযুক্ত ১নং ছকে দেখানো হয়েছে। বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যবহৃত জ্বালানি মিশ্রে গ্যাস, ফার্নেসওয়েল ও ডিজেলের অবদানই মুখ্য। তাতে গ্যাস ৬৭.৩৮%, ফার্নেসওয়েল ১৭.২৮% ও ডিজেল ৪.১১%। পরবর্তীতে ফার্নেসওয়েল ও ডিজেলের অনুপাত বৃদ্ধি অব্যাহত আছে। ২০১৫-১৬ অর্থবছরে বিদ্যুৎ ব্যবহার হয় ৫০১৯.৩২ কোটি ইউনিট। ২০১৬-১৭ অর্থবছরে ৫৩৯১.৫০ কোটি ইউনিট। বর্তমান বাল্ক বিদ্যুতের মূল্যহার ভারিত গড়ে ৪.৯০ টাকা। কিন্তু ৫ পয়সা ঘাটতিতে সে মূল্যহার ৪.৮৫ টাকা ধরে ৭২ পয়সা রাজস্ব ঘাটতি পূরণে মূল্যবৃদ্ধির প্রস্তাব করা হয়েছে। অথচ স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন করার লক্ষ্যে বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয়হার কমানোর কোন কৌশল গ্রহণ না-করায় যে আর্থিক ঘাটতি হয়েছে তা সমন্বয়ের জন্য মূল্যহার বৃদ্ধির এই প্রস্তাব। তাই এই প্রস্তাব ন্যায্য ও যৌক্তিক নয়। তাই ২০১৫-১৬ অর্থবছরে বিদ্যুৎ উৎপাদনে আর্থিক ঘাটতি ও ক্ষতি খতিয়ে দেখা হয়েছে। তার বিবরণ নিম্নে পেশ করা হলো ঃ

১. গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ

স্বল্পতম ব্যয়ে বেশী এবং অধিকতম ব্যয়ে কম বিদ্যুৎ উৎপাদন কৌশল গৃহীত এবং নন-ফুয়েল ব্যয়হার যৌক্তিক না হওয়ায় গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনক্ষমতা ব্যবহার অসমতার শিকার। ফলে ভোক্তারা নিম্নরূপ আর্থিক ক্ষতির শিকার ঃ

(ক) সরকারি খাত

গ্যাস সংকটের কারণে সরকারি খাতে গ্যাসভিত্তিক উৎপাদনক্ষমতা স্বল্প ব্যবহার হয়। ফলে ৪৩৯৮ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতা ৪৩.০৮% প্ল্যান্ট ফ্যাক্টর (পিএফ)-এ বিদ্যুৎ উৎপাদন করে। তাতে বিদ্যুতের উৎপাদন ব্যয়হার ২.০২ টাকায় ১৬৫৯.৮৭ কোটি ইউনিট (kWhr) বিদ্যুৎ উৎপাদন হয়। জ্বালানী স্বল্পতা নিরসন হলে কমপক্ষে ৭০% পিএফ-এ বিদ্যুৎ উৎপাদন হতো। তাতে উৎপাদন ব্যয়হার হতো ১.৫৫ টাকা এবং বিদ্যুৎ উৎপাদন বৃদ্ধি হতো (২,৬৯৬.৮৫ - ১,৬৫৯.৮৮) বা, ১০৩৬.৯৭ কোটি ইউনিট। অতএব উৎপাদানক্ষমতা স্বল্প ব্যবহার হওয়ায় ১০৩৬.৯৭ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন কম হয়। ফলে ভোক্তারা আর্থিক ক্ষতির শিকার হয় (১,৬৫৯.৮৮) × (২.০২ - ১.৫৫) বা ৭৮০.১৪ কোটি টাকা।

(খ) ব্যক্তি খাত (আর এন্ড কিইআর)

ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া (আর এন্ড কিইআর) গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনক্ষমতা ৮২৮.৮৫ মেগাওয়াট। গ্যাস সংকট থাকা সত্ত্বেও ৭১.৪১% পিএফ-এ ৩.৩৭ টাকা উৎপাদন ব্যয়হারে বিদ্যুৎ উৎপাদন হয় ৫১৮.৪৯ কোটি ইউনিট। এ-বিদ্যুৎ কেনার মেয়াদ বৃদ্ধি না হলে শুধুমাত্র ০.৮৬ টাকা জ্বালানী ব্যয়হারে ৪৪৫.৯০ কোটি টাকা ব্যয়ে সরকারি খাত উৎপাদন ক্ষমতায় বিদ্যুৎ উৎপাদন করা যেতো আরো ৫১৮.৪৯ কোটি ইউনিট। তাতে নন-ফুয়েল ব্যয় যৌক্তিক হতো এবং বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো [(৫১৮.৪৯ × ৩.৩৭) −৪৪৫.৯০] বা ১৩০১.৪১ কোটি টাকা।

২. ফার্নেসওয়েলভিত্তিক বিদ্যুৎ

বিদ্যুৎ উৎপাদনে স্বল্পতম ব্যয়ে উৎপাদন কৌশল গ্রহণ, ফার্নেসওয়েল (এফও)-এর দামহারে আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় এবং নন-ফুয়েল ব্যয় যৌক্তিক না হওয়ায় ভোক্তারা নিম্নরূপ আর্থিক ক্ষতির শিকার ঃ

(ক) সরকারি খাত

সরকারি খাতের ৮৬৪ এফওভিত্তিক উৎপাদনক্ষমতার মধ্যে পিডিবি'র মালিকানাধীন ৬৩৮ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতা ১৯.৫১% পিএফ-এ ১৮.২৬ টাকা দামহারে উৎপাদন করে। এফওভিত্তিক পিডিবি'র অধিকাংশ প্লান্ট কম-বেশী ১৬% পিএফ-এ বিদ্যুৎ উৎপাদন করে। এই পিএফ-এ উৎপাদন ব্যয়হার হয় ১৯.৫৪ টাকা। ফুয়েল ও নন-ফুয়েল ব্যয়হার যথাক্রমে ১২.২৩ ও ৭.৩১ টাকা। অতএব আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় না হওয়ায় সরকারি খাতে এফওভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে আর্থিক ক্ষতি হয় [১৯৩.৯৭ × (১২.১৫ - ৫.১৭) বা ১৩৫৩.৯৫ কোটি টাকা।

(খ) ব্যক্তি খাত (এসআইপিপি)

এ খাতে ২১৪ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতা ৩৬.৪৮% পিএফ-এ ১৫.৮২ টাকা ব্যয়হারে ১০৮২.১১ কোটি টাকায় ৬৮.৩৮ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন করে। ১৬% পিএফ-এ ২১.০৪ টাকা ব্যয়হারে ৬৩১.১০ কোটি টাকায় ২৯.৯৯ ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন হবে। ব্যয় সাশ্রয়ে বেশী দামী বিদ্যুৎ কম ও কম দামী বিদ্যুৎ বেশী উৎপাদন কৌশল গৃহীত হলে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো (১০৮২.১১ – ৬৩১.১০) বা ৪৫১.০১ কোটি টাকা। আবার অন্যদিকে আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় না হওয়ায় এসআইপিপি খাতে এফওভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ক্ষতি হয় [৬৮.৩৮ × (১১.৭৯ - ৫.১৭)] বা ৪৫২.৬৮ কোটি টাকা। এ-বিদ্যুতে ফুয়েল ও নন-ফুয়েল ব্যয়হার যথাক্রমে ১১.৭৯ ও ৯.২৫ টাকা।

(৩) ব্যক্তি খাত (আর এন্ড কিইআর)

এ-খাতে ১৪০ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতা ৪০.১৪% পিএফ-এ ১৬.৩৯ টাকা ব্যয়হারে ৮০৭.১৯ কোটি টাকায় ৪৯.২৩ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন করে। ১৬% পিএফ হলে ২৩.৬৫ টাকা ব্যয়হারে ৪৬৪.১৫ কোটি টাকায় ১৯.৬৩ কোটি ইউনিট। বেশী দামী বিদ্যুৎ কম এবং কম দামী বেশী উৎপাদন কৌশল গৃহীত হলে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো (৮০৭.১৯ – ৪৬৪.১৫) বা ৩৪৩.০৪ কোটি টাকা। ফুয়েল ও নন-ফুয়েল ব্যয়হার যথাক্রমে ১১.৬৮ ও ১১.৮৭ টাকা। আবার অন্যদিকে আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় না হওয়ায় এ-বিদ্যুৎ উৎপাদনে ভোক্তারা আর্থিক ক্ষতির শিকার হয় [১৬.৭৯ × (১১.১০ - ৫.৪২) + ৩২.৪৪ × (১১.৮৯ - ৫.৪২)] = (৯৫.৪০ + ২০৯.৮৮) বা ৩০৫.২৮ কোটি টাকা। উল্লেখ্য যে, আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় হওয়ায় এসআইপিপি ও আর এন্ড কিইআর খাতে এফও বিদ্যুৎ উৎপাদনে জ্বালানী ব্যয়হার যথাক্রমে ৫.১৭ ও ৫.৪২ টাকা। অতএব আর এন্ড কিইআর খাতে (ক) স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন কৌশল গৃহীত না হওয়ায় এফওভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ভোক্তাদের সর্বমোট ক্ষতি হয় ৭৯৪.০৫ কোটি টাকা। (খ) আমদানী ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় না-হওয়ায় এফওভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে সর্বমোট ক্ষতি হয় ২১১১.৯১ কোটি টাকা।

৩. ডিজেলভিত্তিক বিদ্যুৎ

বিদ্যুৎ উৎপাদনে স্বল্পতম ব্যয়ে উৎপাদন কৌশল গ্রহণ, ডিজেলের দামহারে আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় এবং নন-ফুয়েল ব্যয় যৌক্তিক না হওয়ায় ভোক্তারা নিম্নরূপ আর্থিক ক্ষতির শিকার ঃ

(ক) সরকারী খাত

পিডিবিসহ সরকারি খাতে ডিজেল বিদ্যুৎ উৎপাদনক্ষমতা ৩৪১ মেগাওয়াট। গড় ২২.৮২% পিএফ-এ উৎপাদিত বিদ্যুৎ ৬৮.১৬ কোটি ইউনিট। উৎপাদন ব্যয় ১৮৯৫.৫৩ কোটি টাকা। তন্মধ্যে দক্ষিণ পশ্চিমাঞ্চল বিদ্যুৎ উৎপাদন

কোম্পানি ডুয়েল ফুয়েলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদন কেন্দ্রের উৎপাদনক্ষমতা ২২৫ মেগাওয়াট। ২৮.৪০% পিএফ-এ ২২.৪৯ টাকা ব্যয়হারে ১৪৬৯.৪৮ কোটি টাকা ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন হয় ৫৫.৯৭ কোটি ইউনিট। এই প্ল্যান্ট গ্যাস অথবা ডিজেলে চালানো যায়। ডুয়েল ফুয়েল হওয়ায় এই প্ল্যান্ট নির্মাণ ব্যয় অত্যধিক এবং গ্যাসের স্থলে ডিজেলে বিদ্যুৎ উৎপাদন হয় বিধায় উৎপাদন ব্যয় আরো অধিক। বেশী দামী বিদ্যুৎ কম উৎপাদন করার কৌশল গৃহীত হলে ১৪% পিএফ-এ ৩০.১২ টাকা ব্যয়হার ২৭.৯৭ কোটি ইউনিট ডিজিলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যয় হতো ৮৪২.৪৬ কোটি টাকা। ফলে ব্যয় সাশ্রয় হতো (১৪৬৯.৪৮ – ৮৪২.৪৬) বা ৬২৭.০২ কোটি।

(খ) ব্যক্তি খাত (আইপিপি)

মেঘনাঘাট আইপিপি ৩০৫ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতায় ৩৮% পিএফ-এ ২০.২৪ টাকা ব্যয়হারে ১০১.৪৭ কোটি ইউনিট ডিজেলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদন হয়। উৎপাদন ব্যয় ২০৫৩.৯৯ কোটি টাকা। বিইআরসি'র নির্দেশনা মতে এ প্লান্টে ডিজিলের পরিবর্তে এফওভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদন করা হলে ওই একই পরিমাণ বিদ্যুৎ উৎপাদন হতো (৫.১৭ + ৫.৮৫) বা ১১.০২ টাকা ব্যয়হারে (১০১.৪৭ × ১১.০২) বা, ১১১৮.২০ কোটি টাকায়। তাতে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো (২০৫৩.৯৯ – ১১১৮.২০) বা ৯৩৫.৭৯ কোটি টাকা।

(গ) ব্যক্তি খাত (আর এন্ড কিউআর)

এ খাতে ২৪৩ মেগাওয়াট উৎপাদনক্ষমতায় ১৭.২৮% পিএফ-এ বিদ্যুৎ উৎপাদন হয় ৩৬.৭৮ কোটি ইউনিট। ২৬.৮৩ টাকা ব্যয়হারে উৎপাদন ব্যয় ৯৮৬.৬২ কোটি টাকা। বেশী দামী বিদ্যুৎ কম উৎপাদন করার লক্ষ্যে ১৪% পিএফ-এ যদি এ-বিদ্যুৎ উৎপাদন হয়, তাহলে ২৯.২৯ টাকা ব্যয়হারে ৮৭২.৮৫ কোটি টাকা ব্যয়ে ২৯.৮০ ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন হবে। তাতে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হবে (৯৮৬.৬২ – ৮৭২.৮৫) বা ১১৩.৭৭ কোটি টাকা। আবার এ-বিদ্যুৎ উৎপাদনে নন-ফুয়েল ব্যয়হার ১২.৯১ টাকা। পিডিবির ক্ষেত্রে সে-ব্যয়হার ২.৯৬ টাকা। নন-ফুয়েল ব্যয়হার যৌক্তিক করা হলে এ-বিদ্যুতে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতে পারে ২৯.৮০ × (১২.৯১ - ২.৯৬)] বা ২৯৬.৫১ কোটি টাকা।

৪. ভাড়া ও দ্রুত ভাড়াভিত্তিক বিদ্যুৎ ক্রয় চুক্তি

ভাড়া ও দ্রুত ভাড়াভিত্তিক গ্যাস ও ডিজেল বিদ্যুৎ ক্রয় চুক্তির মেয়াদ বর্ধিত করা না-হলে গ্যাসভিত্তিক ৫১৮.৪৯ কোটি ইউনিট এবং ডিজেলভিত্তিক ৩৬.৭৮ কোটি ইউনিট মোট ৫৫৫.২৭ বিদ্যুৎ উৎপাদন হতো ভিন্নভাবে। উক্ত গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যবহৃত গ্যাস ৫৬.৩১ এমএমসিএফটি। এ-গ্যাসে ১.৭১ টাকা ব্যয়হারে ৭০% পিএফ-এ কম্বাইন্ড সাইকেল প্ল্যান্টে (২০৯.১০ ÷ ১৬.২৪) × ৫৬.৩১ বা ৭২৫.০২ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ ১২৩৯.৭৮ কোটি টাকা ব্যয়ে উৎপাদন সম্ভব ছিল। বর্তমানে উক্ত চুক্তির আওতায় ৩.৩৭ টাকা ব্যয়হারে গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যয় হয় ১৭৪৮.৭৯ কোটি টাকা এবং ২৬.৮৩ টাকা ব্যয়হারে ডিজেলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যয় হয় ৯৮৬.৬২ কোটি টাকা। তাতে (৭২৫.০২ – ৫৫৫.২৭) বা ১৬৯.৭৫ কোটি ইউনিট উদ্বৃত্ত উৎপাদনসহ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো (১৭৪৮.৭৯ + ৯৮৬.৬২) – ১২৩৯.৭৮] বা ১৪৯৫.৬৩ কোটি টাকা। উল্লেখ্য যে, গ্যাস ও ডিজেলভিত্তিক ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া বিদ্যুতের উৎপাদন ব্যয়হার ভারিত গড়ে ৪.৯২ টাকা। তদ্স্থলে সরকারি বা আইপিপি খাতে গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ হতো ১.৭১ টাকা ব্যয়হারে।

৫. ডুয়েল ফুয়েল বিদ্যুৎ

মেঘনাঘাট আইপিপি প্ল্যান্টে ডিজেলের পরিবর্তে গ্যাস ব্যবহার হলে ৩৩৫ মেগাওয়াট ক্ষমতায় ৭০% পিএফ-এ বিদ্যুৎ উৎপাদন হতো (০.৬২ + ২.৮৯) বা ৩.৫১ টাকা ব্যয়হারে ২০৫.৪২ কোটি ইউনিট এবং উৎপাদন ব্যয় হতো ৭২১.০২ টাকা। বর্তমানে উৎপাদিত ডিজেল বিদ্যুৎ ১০১.৪৭ কোটি ইউনিটের পরিবর্তে গ্যাস বিদ্যুৎ

উৎপাদন হতো ২০৫.৪২ কোটি ইউনিট। অর্থাৎ ১০৩.৯৫ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ উদ্বৃত্তসহ উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো (২০৫৩.৯৯ – ৭২১.০২) বা ১৩৩২.৯৭ কোটি টাকা।

৬. স্বল্পতম উৎপাদন ব্যয়ে বিদ্যুৎ

ভাড়া ও দ্রুত ভাড়াভিত্তিক গ্যাস ও ডিজেল বিদ্যুৎ এবং মেঘনাঘাট আইপিপি'র ডিজেল বিদ্যুৎ মিলিয়ে মোট উৎপাদিত বিদ্যুতের পরিমাণ (৫১৮.৪৯ + ৩৬.৭৮ + ১০১.৪৭) বা ৬৫৬.৭৪ কোটি ইউনিট। উৎপাদন ব্যয় (১৭৪৮.৭৯ + ৯৮৬.৬২ + ২০৫৩.৯৯) বা ৪৭৮৯.৪০ কোটি টাকা। ওই পরিমাণ গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ সরকারি ও আইপিপি'র উৎপাদনক্ষমতায় উৎপাদন করা সম্ভব। মেঘনাঘাট আইপিপি প্লান্টে ৭০% পিএফ-এ ৩.৫৪ টাকা ব্যয়হারে ৭২৭.১৯ কোটি টাকা ব্যয়ে ১৫.৯৪ এমএমসিএফটি গ্যাস দ্বারা ২০৫.৪২ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ উৎপাদন হতে পারে। বাদবাকি গ্যাসে সরকারি প্লান্টে ৫৮-৬০% পিএফ-এ ১.৬০ টাকা ব্যয়হারে (৬৫৬.৭৪ – ২০৫.৪২) বা ৪৫১.৩২ কোটি ইউনিট বিদ্যুৎ ৭২২.১১ কোটি টাকা ব্যয়ে উৎপাদন হতে পারে। স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন কৌশল গৃহীত হলে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতে পারে [৪৭৮৯.৪০ – (৭২৭.১৯ + ৭২২.১১)] বা ৩৩৪০.১০ কোটি টাকা।

৭. আমদানী ব্যয় হ্রাস সমন্বয়

ডিজেল বিদ্যুৎ উৎপাদন ব্যয়হারে ডিজেল আমদানি ব্যয় হ্রাস সমন্বয় করা হলে প্রতি ইউনিট ডিজেল বিদ্যুৎ উৎপাদনে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো কমপক্ষে ৬ টাকা। অর্থাৎ (৬৮.১৬+১০১.৪৭+৩৬.৭৮) বা ২০৬.৪১ কোটি ইউনিট ডিজেলভিত্তিক বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যয় সাশ্রয় হতো (২০৬.৪১× ৬) বা ১২৩৮.৪৬ কোটি টাকা। এফওভিত্তিক বিদ্যুতের ক্ষেত্রে উৎপাদন ব্যয় সাশ্রয় হতো ২১১১.৯১ কোটি টাকা।

৮. নন-ফুয়েল ব্যয়হার

তাছাড়া গ্যাস, ফার্নেসওয়েল ও ডিজেলভিত্তিক ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া প্ল্যান্টের বিদ্যুৎ কেনায় নন-ফুয়েল ব্যয়হার যৌক্তিক না হওয়ায় ভোক্তারা ক্ষতির শিকার [(২.৫৬ - ০.৭৩) × ৫০৮.২৫ + (১২.৩৩-৭.৩১) × ১১১.৪৩ + (১২.৯১ - ২.৯৬) × ২৯.৮০] বা ১৭৮৫.৯৮ কোটি টাকা।

৯. লাইফ লাইন দামহার

১০% এর বেশি গ্রাহক লাইফ লাইন দামহারে বিদ্যুৎ ব্যবহার করে। সে হিসেবে সেইসব গ্রাহকের ব্যবহৃত বিদ্যুতের পরিমাণ (৫৩৯১.৫০ × ০.১) বা ৫৩৯.১৫ কোটি ইউনিট। ৩.৩৩ টাকা ও ৩.৮০ টাকা দামহারকে আলোচ্য হিসেবে লাইফ লাইন দামহার গণ্য করা হয়েছে। ভারিত গড়ে সে দামহার ধরা হয়েছে ৩.৫০ টাকা। সুতরাং লাইফ লাইন গ্রাহক ব্যবহৃত বিদ্যুতে গ্রাহকরা ক্ষতির শিকার হয় ৫৩৯.১৫ × (৭.৭১ – ৩.৫০) বা ২২৬৯.৮২ কোটি টাকা। উল্লেখ্য যে গ্রাহক পর্যায়ে বিদ্যুতের গড় সরবরাহ ব্যয়হার ৭.৭১ টাকা।

১০. অযৌক্তিক ব্যয়বৃদ্ধি ও আর্থিক ক্ষতি

স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন হতে হলে ১. কমদামি বিদ্যুৎ বেশি এবং বেশি দামি বিদ্যুৎ কম উৎপাদন কৌশল গ্রহণ, ২. বিদ্যুৎ উৎপাদনে ব্যবহৃত জ্বালানির দামহারে জ্বালানির আমদানি ব্যয় হ্রাস যৌক্তিক সমন্বয় এবং ৩. নন-ফুয়েল ব্যয় যৌক্তিক করতে হয়। আলোচ্য ক্ষেত্রে এ তিনটির কোনোটি না করায়- ১. বিদ্যুৎ উৎপাদন ক্ষমতা ব্যবহার অসমতায় আর্থিক ক্ষতি হয়েছে ৪৯৪৯.৩৬ কোটি টাকা, ২. জ্বালানির দরপতন যৌক্তিক সমন্বয় না করায় ক্ষতি হয়েছে ৩৬৭৭.৩০ কোটি টাকা এবং ৩. ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া বিদ্যুৎ ক্রয়ে ক্যাপাসিটি পেমেন্ট (নন-ফুয়েল

ব্যয়) যৌক্তিক না করায় ক্ষতি হয়েছে ১৭৮৫.৯৭ কোটি টাকা। এই ক্ষয়-ক্ষতির বিবরণ ও বিভাজন এতদসঙ্গে সংযুক্ত ১নং ছকে দেখানো হলো। তাছাড়া লাইফ লাইন দামহারে ব্যবহৃত বিদ্যুতে ক্ষতি হয় কমপক্ষে ২২৬৯.৮২ কোটি টাকা। সর্বমোট আর্থিক ক্ষতি ১২৬৮২.৪৫ কোটি টাকা। এ ক্ষতির জন্য দায়ী এ খাত উন্নয়নে ভূলনীতি ও দূর্নীতি। অথচ তার দায় পুরোটাই বহন করছে ভোক্তারা।

১১.

উল্লেখ্য যে, ইতোপূর্বে বিইআরসি'র গণশুনানিতে বিইআরসি'র কারিগরি কমিটির সুপারিশক্রমে সর্বসম্মাতিক্রমে ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া বিদ্যুৎ ক্রয় চুক্তির মেয়াদ বর্ধিত না করার ব্যাপারে সিদ্ধান্ত গৃহীত হয়। বিইআরসি'র আদেশে তা লিপিবদ্ধ করা হলে বিইআরসি'র জনৈক সদস্য আদেশে স্বাক্ষর করতে অস্বীকার করেন। ফলে জারিকৃত আদেশ থেকে তা বাদ দেওয়া হয়। আবার স্বল্পতম ব্যয়ে বিদ্যুৎ উৎপাদন কৌশল গ্রহণের ব্যাপারে বিইআরসি'র নির্দেশনা প্রতিপালিত হয়নি।

১২.

বিইআরসি'র বিবেচনাধীন সরকার কর্তৃক প্রস্তাবিত বাল্ক বিদ্যুতের দামহার ০.৭২ টাকা বৃদ্ধির প্রস্তাব বিবেচনার ক্ষেত্রে নিম্নে উল্লেখিত বিষয়গুলি আমলে নেয়া বিশেষভাবে গুরুত্বপূর্ণ ঃ

১. বিদ্যুৎ রক্ষণাবেক্ষণ ও উন্নয়ন তহবিলে বিদ্যুৎ বিলের সাথে ৫.১৭% ভোক্তা কর্তৃক অর্থ ইউনিট প্রতি ২৬ পয়সা। এ-অর্থ মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে।

২. ১৩২ কেভি ভোল্টেজ ১৯১ কোটি ইউনিট ৭.৩৫ টাকা দামহারে ভোক্তা পর্যায়ে বিদ্যুৎ দেয়া হয়। তাতে প্রতি ইউনিট বিদ্যুতে ৮ পয়সা উদ্বৃত্ত হয়। এ-অর্থ মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে।

৩. পাওয়ার ফ্যক্টর জরিমানা আদায় প্রতি ইউনিট বিদ্যুতে ৪ পয়সা। এ-অর্থ মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে।

৪. ভর্তুকিকে লোন গণ্য করায় সুদ বাবদ ব্যয় ১১২৮ কোটি টাকা। প্রতি ইউনিট বিদ্যুতে তা ২১ পয়সা। এ-অর্থ মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে না।

৫. প্রতি একক বিদ্যুতে সরবরাহ ব্যয় ৭.৭১ টাকা। ঘাটতি বা দামহার বৃদ্ধির প্রস্তাব ৭২ পয়সা।

৬. বিইআরসি নির্ধারিত বাল্ক বিদ্যুতের বিদ্যমান মূল্যহার ৪.৯০ টাকা। প্রস্তাবে সে মূল্যহার ধরা হয়েছে ৪.৮৫ পয়সা। অর্থাৎ ৫ পয়সা ঘাটতি বিদ্যুতের মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হয়েছে। অনেক ক্ষেত্রেই পিক-অপপিক মিটার ব্যবহার হয় না। পিক-পিরিয়ডে ব্যবহৃত বিদ্যুতের দাম পিক পিরিয়ডের দামহারে পাওয়া যায় না। ফলে রাজস্ব ঘাটতি বাড়ে। এ লসের দায়ভার ভোক্তার ওপর বর্তায় না। তাই ওই ৫ পয়সা ঘাটতি মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে না।

৭. মেঘনাঘাট আইপিপি'র প্লান্টের ব্যাপারে বিইআরসি'র নির্দেশনায় জ্বালানীর ব্যবহার এফও বলা হয়েছে। কিন্তু মূল্যহার বৃদ্ধির প্রস্তাবে ডিজেল ধরায় ঘাটতি বৃদ্ধি পায় [২০৫৩.৯৯ - ১০১.৪৭ (২০.২৪-৭.৩৮] বা ৭৪৯.০৯ কোটি টাকা। অর্থাৎ ঘটতি প্রতি একক বিদ্যুতে ১৪ পয়সা। এ ঘাটতি মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে না।

৮. প্রকৃত ঘাটতি [৭২ - (২৬+৮+৪+২১+৫+১৪)] = ৬ পয়সা বা ৩২১ কোটি টাকা।

৯. বিদ্যুৎ খাত লাভে আছে। উদ্বৃত্ত ৩২১ কোটি।

১০. তরল জ্বালানী দাম ক্যালোরিফিক ভ্যালুতে ধরা হয় বিধায় জ্বালানী উদ্বৃত্ত থাকে। সে জ্বালানীর মূল্য মূল্যহার বৃদ্ধিতে সমন্বয় হবে।

১১. বাণিজ্যিক পাওয়ার প্লান্টে পিডিবি'কে দেয়া গ্যাসের দামহারে (প্রায় ১ ডলার) গ্যাস দেয়া হয়। সে বিদ্যুৎ বিক্রি হয় ৭.৩৫ টাকা দামহারে। আইওসি'র গ্যাস পিডিবি'কে দ্বারা কেনানো হয় ৪.৫০ ডলার দামহারে। উক্ত প্লান্টে গ্যাস দেয়া বাধ্যতামুলক নয়। উক্ত গ্যাসে সরকারি বিদ্যুৎ উৎপাদন হলে উৎপাদন ব্যয় বৃদ্ধি কম হয়।

১২. বিদ্যুৎ উৎপাদনে বিপিসি'র তরল জ্বালানীর গুণগত মানের ব্যাপারে ব্যক্তি খাতের অভিযোগ ছিল, পিডিবি'র ছিল না।

১৩. পিজিসিবি, ডেসকো ও শেয়ার বিক্রিতে এসেট মূল্য মান অযৌক্তিক ও অসংগতিপূর্ণ।

১৪. তরল জ্বালানী ও বিদ্যুতের মূল্যহার পুণর্নির্ধারণের এখতিয়ার বিইআরসি'র। এখতিয়ার বহির্ভূতভাবে তরল জ্বালানীর মূল্যহার নির্ধারণ করে জ্বালানী ও খনিজ সম্পদ বিভাগ। সে মূল্যহারের ভিত্তিতে বিদ্যুতের মূল্যহার বৃদ্ধি ন্যায্য ও যৌক্তিক নয়।

ক্ষয়-ক্ষতির সূচক		গ্যাসভিত্তিক বিদ্যুৎ (কোটি টাকা)			ফার্নেসওয়েলভিত্তিক বিদ্যুৎ (কোটি টাকা)			ডিজেলভিত্তিক বিদ্যুৎ (কোটি টাকা)			মোট
		সরকারি	আইপিপি/ এসআইপিপি	ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া	সরকারি	আইপিপি/ এসআইপিপি	ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া	সরকারি	আইপিপি/ এসআইপিপি	ভাড়া ও দ্রুত ভাড়া	
স্বল্পতম ব্যয়ে উৎপাদন	অসম পিএফ	৭৮০.১৪	১৩৩২.৯৭	১৩০১.৪১		৪৫১.১০	৩৪৩.০৪	৬২৭.০২		১১৩.৭৭	৪৯৪৯.৪৫
	সমন্বয়হীন জ্বালানীর দরপতন				১৩৫৩.৯৫	৪৫২.৬৮	৩০৫.২৮	৪০৮.৯৬	৯৩৫.৭৯*	২২০.৬৪	৩৬৭৭.৩০
	অযৌক্তিক নন-ফুয়েল ব্যয়			৯৩০.০৯			৫৫৯.৩৭			২৯৬.৫১	১৭৮৫.৯৭

*ডিজেলের পরিবর্তে আমদানী ব্যয়হ্রাস সমন্বয়কৃত মূল্যহারে ফর্ণেসওয়েল ব্যবহার না করায় লস।

ছক-১ ঃ জ্বালানীভিত্তিক খাতভেদে নির্ধারিত সূচকসমূহের বিপরীতে আর্থিক ক্ষয়-ক্ষতির বিবরণ

Table 2: Bulk and retail tariff distribution against utilities

SL. No.	Utility	Bulk Tariff(Tk/kWh)		Growth	Distribution Cost (2017-18)		
		Existing	Proposed	%	× 10^7 kWh	Tk/kWh	× 10^7 Tk
1	BREB	4.23	5.05	19.39	2398.30	1.35	3237.71
2	BPDB	5.12	5.45	6.45	1102.80	0.97	1069.72
3	DPDC	5.85	6.67	14.02	842.40	0.84	707.62
4	DESCO	5.85	6.67	14.02	488.20	0.87	424.73
5	WZPDCO	4.64	5.46	17.67	311.30	1.13	351.77
6	NWZPDC	5.12	5.15	0.59	248.50	1.24	308.14
	Total				5391.50	-	6099.68
	Average				-	1.13	-

Average electricity supply cost at consumer level= (bulk cost of electricity + cost of transmission loss + whiling charge + cost of distribution loss + cost of distribution)

= 5.57+0.28+0.17+0.56+1.13 =7.71 Tk/kWh

Existing Bulk Tariff = 4.90 Tk/kWh
Effective = 4.85 Tk/kWh
More than 10% of total supplied electricity consumed by lifeline consumers = 5391.50 x 0.1 = 539.15 crore units
[In this context, the consumers those who consumed electricity at tariff 3.33 Tk/kWh and 3.80 Tk/kWh respectively are considered as lifeline consumers with weighted average tariff 3.50 Tk/kWh]
Loss due to lifeline consumers = 539.15 x (7.71-3.50)
= 22698.2 MTk

9/২৮

Table 3: Fuel mix in electricity generation (FY 2015-16)

Fuel Type	Public		IPP+SIPP		Rental+Q.Rental		Total	
	MkWh	%	MkWh	%	MkWh	%	MkWh	%
Gas	18153.64	36.17	10242.79	20.41	5425.75	10.81	33822.18	67.38
F.Oil	1939.54	3.86	3035.75	6.05	3699.89	7.37	8675.18	17.28
HSD	681.58	1.36	1014.71	2.02	367.80	0.73	2064.09	4.11
Coal	847.18	1.69	-	-	-	-	847.18	1.69
Hydro	962.20	1.92	-	-	-	-	962.20	1.92
Import	-	-	3822.39	7.62	-	-	3822.39	7.62
TOTAL							50193.22	100.00

Table 4: Gas based electricity production and cost of production rate under plant factor inequality against different entities

Type of fuel: Gas												
SL. No.	Public entities	Capacity (MW)	Exact					Normalized			
			P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	BPDB	2606.00	43.74	9986.02	19.90	20766.35	8.22	2.08	70.00	15979.99	26390.28	1.65
2	APSCL	1170.00	45.16	4628.58	9.22	8754.82	3.47	1.89	70.00	7174.44	10167.50	1.42
3	EGCB	622.00	36.42	1984.17	3.95	3989.58	1.58	2.01	70.00	3814.10	5300.58	1.39
TOTAL		4398.00	43.08	16598.76	33.07	33510.75	13.27	2.02	70.00	26968.54	41858.36	1.55

SL. No.	Public entities	Capacity (MW)	Exact					Normalized			
			P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	NWPGC	210.00	84.52	1554.88	3.10	3419.60	1.35	2.20	70.00	1287.72	3242.52	2.52

SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	Exact					Normalized			
			P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	IPP	1707.00	64.06	9578.73	19.08	19737.13	7.82	2.06	70.00	10467.32	20303.60	1.94
2	SIPP	99.00	76.57	664.06	1.32	1807.61	0.72	2.72	70.00	607.07	1764.64	2.91
TOTAL		1806.00	64.74	10242.79	20.41	21544.75	8.53	2.10	70.00	11074.39	22068.25	1.99

SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	Exact					Normalized			
			P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	Rental	450.85	72.01	2844.04	5.67	8659.83	3.43	3.04	70.00	2764.60	8577.35	3.10
2	Q.Rental	378.00	70.92	2340.90	4.66	8828.08	3.50	3.77	70.00	2317.90	8809.45	3.80
TOTAL		828.85	71.41	5184.93	10.33	17487.91	6.93	3.37	70.00	5082.50	17386.81	3.42

Electricity Generated with P.F 43.08% = 16598.76 MkWh
cost/kWh generataion =2.02 Tk
Generation with P.F 70% = 26968.54 MkWh
cost/kWh generation= 1.55 Tk
Excess electricity to be generated = 10369.78 MkWh (With increasing P.F from 43.08% to 70%)
Electricity generated from rental and quick rental with P.F = 70% = 5082.5 MkWh
Cost of generation = 17386.81MTk
Per unit cost = 3.42 Tk/kWh
Loss = 5082.5 x (3.42-1.55) =9504.275 MTk

Table 5: Gas based electricity generation cost analysis against each power plant

Name of PS	Capacity (MW)	Fuel Type: Gas												
		Exact							Normalized					
		PLant	Energy	TOTAL COST	Fuel Cost	Per Unit Fuel cost	Per Unit Non-Fuel cost	Per Unit Cost	PLant	Energy	TOTAL COST	Per Unit Fuel cost	Per Unit Non-Fuel cost	Per Unit Cost
	2016	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	MTk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh
	85	71.86	535.07	1045.71	537.52	1.00	0.95	1.95	70.00	521.22	1031.80	1.00	0.97	1.98
Ghorasal	350	32.28	989.56	2578.97	966.71	0.98	1.63	2.61	70.00	2146.20	3708.90	0.98	0.75	1.73
	380	35.63	1185.92	2797.39	1055.73	0.89	1.47	2.36	70.00	2330.16	3816.03	0.89	0.75	1.64
	66	62.70	362.53	753.78	397.08	1.10	0.98	2.08	70.00	404.71	799.98	1.10	0.88	1.98
Shazibazar	20	47.68	83.53	145.84	110.59	1.32	0.42	1.75	70.00	122.64	197.62	1.32	0.29	1.61
Sylhet	80	50.87	356.49	608.87	273.85	0.77	0.94	1.71	70.00	490.56	711.86	0.77	0.68	1.45
Fenchuganj CCPP (1st Unit)	90	41.67	328.50	711.88	243.48	0.74	1.43	2.17	70.00	551.88	877.44	0.74	0.85	1.59
Fenchuganj CCPP (2nd Unit)	142	62.62	778.90	1458.44	757.80	0.97	0.90	1.87	70.00	870.74	1547.79	0.97	0.80	1.78
sylhet 150 MW CC	180	41.29	651.03	1360.51	657.06	1.01	1.08	2.09	70.00	1103.76	1817.43	1.01	0.64	1.65
Chittagong (Rauzan)	180	24.64	388.46	1023.04	406.43	1.05	1.59	2.63	70.00	1103.76	1771.43	1.05	0.56	1.60
	40	5.69	19.94	89.64	20.87	1.05	3.45	4.49	70.00	245.28	325.40	1.05	0.28	1.33
Sikalbaha	150	40.64	534.01	1253.52	482.69	0.90	1.44	2.35	70.00	919.80	1602.23	0.90	0.84	1.74
Shikalbaha 150 MW Peaking	163	44.34	633.15	1256.83	417.35	0.66	1.33	1.99	70.00	999.52	1498.32	0.66	0.84	1.50
Chandpur 150MW CC	105	18.41	169.37	471.37	178.89	1.06	1.73	2.78	70.00	643.86	972.56	1.06	0.45	1.51
Tongi	150	45.67	600.16	1443.54	560.09	0.93	1.47	2.41	70.00	919.80	1741.84	0.93	0.96	1.89
Siddhirganj 210 MW Thermal PP	71	74.98	466.35	765.53	472.84	1.01	0.63	1.64	70.00	435.37	734.12	1.01	0.67	1.69
Baghabari	100	79.47	696.15	1131.46	703.76	1.01	0.61	1.63	70.00	613.20	1047.60	1.01	0.70	1.71
	60	44.23	232.48	744.76	317.80	1.37	1.84	3.20	70.00	367.92	929.91	1.37	1.16	2.53
Haripur	194	57.34	974.40	1125.27	601.03	0.62	0.54	1.15	70.00	1189.61	1258.02	0.62	0.44	1.06
Bhola 150 CC 1st unit	2606	43.74	9986.02	20766.35	9161.58	0.92	1.16	2.08	70.00	15979.99	25390.28	0.93	0.73	1.65
BPDB TOTAL (Gas)									70.00					
APSCL	97	40.13	340.99	828.16	328.46	0.96	1.47	2.43	70.00	594.80	1072.64	0.96	0.84	1.80
Ashuganj	398	90.29	3147.88	4859.58	2634.39	0.84	0.71	1.54	70.00	2440.54	4267.62	0.84	0.91	1.75
	40	36.25	127.04	262.73	105.39	0.83	1.24	2.07	70.00	245.28	360.83	0.83	0.64	1.47
	45	44.06	173.67	310.95	124.50	0.72	1.07	1.79	70.00	275.94	384.26	0.72	0.68	1.39
	217	37.79	718.45	2401.06	424.95	0.59	2.75	3.34	70.00	1330.64	2763.16	0.59	1.49	2.08
Ashuganj	373	3.69	120.54	92.35	68.24	0.57	0.20	0.77	70.00	2287.24	1319.01	0.57	0.01	0.58
	1170	45.16	4528.58	8754.82	3685.93	0.80	1.10	1.89	70.00	7174.44	10167.50	0.71	0.71	1.42
Sub-Total (APSCL)									70.00					
EGCB	210	40.74	749.42	2068.91	742.11	0.99	1.77	2.76	70.00	1287.72	2601.96	0.99	1.03	2.02
Siddhirganj 2x120 Peaking	412	34.21	1234.75	1920.67	743.68	0.60	0.95	1.56	70.00	2526.38	2698.62	0.60	0.47	1.07
Haripur 360 CC	622	36.42	1984.17	3989.58	1485.80	0.75	1.26	2.01	70.00	3814.10	5300.58	0.73	0.66	1.39
Sub-Total (EGCB)									70.00					
NWPGC	210	84.52	1554.88	3419.60	1030.63	0.66	1.54	2.20	70.00	1287.72	3242.52	0.66	1.86	2.52
Sirajgong GT	210	84.52	1554.88	3419.60	1030.63	0.66	1.54	2.20	70.00	1287.72	3242.52	0.66	1.86	2.52
Sub-Total (NWPGC)	4608	44.97	18153.64	36930.36	15363.94	0.85	1.19	2.03	70.00	28256.26	45100.88	0.83	0.76	1.50
TOTAL (PUBLIC SECTOR)	4398	43.08	16598.76	33510.75	14333.31	0.86	1.16	2.02		26968.54	41858.36	0.84	0.71	1.55
TOTAL PUBLIC WITHOUT (NWPGC)														

20/27

Fuel Type: Gas														
Name of PS	Capacity (MW)	Exact							Normalized					
		PLant	Energy	TOTAL COST	Fuel Cost	Per Unit Fuel cost	Per Unit Non-Fuel cost	Per Unit Cost	PLant	Energy	TOTAL COST	Per Unit Fuel cost	Per Unit Non-Fuel cost	Per Unit Cost
	2016	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	MTk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh
IPP														
Mymensingh (RPCL)	202	78.99	1397.66	3111.95	887.27	0.63	1.59	2.23	70.00	1238.66	3011.02	0.63	1.80	2.43
Meghnaghat (CDC)	450	44.35	1748.30	3864.78	1109.87	0.63	1.58	2.21	70.00	2759.40	4506.65	0.63	1.00	1.63
Haripur (CDC)	360	81.85	2581.12	3802.65	1508.61	0.58	0.89	1.47	70.00	2207.52	3584.29	0.58	1.04	1.62
Ghorasal , Narsingdi 100 MW PP	108	74.46	704.42	1449.41	540.19	0.77	1.29	2.06	70.00	662.26	1417.08	0.77	1.37	2.14
Ashugonj 50 MW PP	51	66.86	298.72	710.43	229.07	0.77	1.61	2.38	70.00	312.73	721.18	0.77	1.54	2.31
Ashugonj 200 MW Moduler	195	74.05	1264.84	3535.03	868.74	0.69	2.11	2.79	70.00	1195.74	3487.57	0.69	2.23	2.92
Bibiyana Unit 2 300 MW	341.00	53.02	1583.67	3262.88	976.84	0.62	1.44	2.06	70.00	2091.01	3575.81	0.62	1.09	1.71
Sub-Total (Gas)	1707	64.06	9578.73	19737.13	6120.60	0.64	1.42	2.06	70.00	10467.32	20303.60	0.64	1.30	1.94
									70.00					
SIPP (Existing)														
Tangail SIPP	22	64.87	125.02	343.17	93.66	0.75	2.00	2.74	70.00	134.90	350.57	0.75	1.85	2.60
Feni SIPP	22	77.46	149.27	365.91	112.98	0.76	1.69	2.45	70.00	134.90	355.03	0.76	1.87	2.63
Barobkundo SIPP	22	86.25	166.23	385.21	124.54	0.75	1.57	2.32	70.00	134.90	361.74	0.75	1.93	2.68
Jangalia SIPP	33	77.33	223.53	713.33	169.18	0.76	2.43	3.19	70.00	202.36	697.30	0.76	2.69	3.45
Sub-Total (SIPP)	99	76.57	664.06	1807.61	500.36	0.75	1.97	2.72	70.00	607.07	1764.64	0.75	2.15	2.91
Sub-Total (IPP+SIPP)(Gas)	1806	64.74	10242.79	21544.75	6620.96	0.65	1.46	2.10	70.00	11074.39	22068.25	0.65	1.35	1.99
									70.00					
Rental														
Kumargoan 3 Years	50	75.85	332.23	1024.87	299.08	0.90	2.18	3.08	70.00	306.60	1001.80	0.90	2.37	3.27
Shahjibazar 3 years	50	69.59	304.78	974.92	269.29	0.88	2.32	3.20	70.00	306.60	976.53	0.88	2.30	3.19
Kumargoan 15 years	10	77.07	67.52	196.90	54.46	0.81	2.11	2.92	70.00	61.32	191.90	0.81	2.32	3.13
Shahjibazar15 years	86	73.50	553.75	1520.63	582.51	1.05	1.69	2.75	70.00	527.35	1492.86	1.05	1.78	2.83
Bogra15 years Rental	22	91.79	176.90	501.71	174.82	0.99	1.85	2.84	70.00	134.90	460.21	0.99	2.42	3.41
Bhola 3 Years Rental	33	54.99	158.23	716.46	151.04	0.95	3.57	4.53	70.00	201.42	757.69	0.95	2.81	3.76
Malancha	30	61.98	162.88	469.23	113.67	0.70	2.18	2.88	70.00	183.96	483.94	0.70	1.93	2.63
Ashuganj 3 years Rental	55	65.55	315.81	1043.74	278.61	0.88	2.42	3.31	70.00	337.26	1062.67	0.88	2.27	3.15
Bogra 3 Years Rental	20	55.27	96.83	295.66	87.17	0.90	2.15	3.05	70.00	122.64	318.90	0.90	1.70	2.60
Fenchuganj 15 Years	51	74.81	334.22	805.23	306.34	0.92	1.49	2.41	70.00	312.73	785.53	0.92	1.60	2.51
Fenchugang 3 Years Rental	44	88.44	340.89	1110.49	312.45	0.92	2.34	3.26	70.00	269.81	1045.33	0.92	2.96	3.87
Sub-Total (Rental)	451	72.01	2844.04	8659.83	2629.42	0.92	2.12	3.04	70.00	2764.60	8577.35	0.92	2.18	3.10
									70.00					
Quick Rental														
Ghorasal 45 MW Quick rental	45	80.55	317.54	1088.13	253.35	0.80	2.63	3.43	70.00	275.94	1054.94	0.80	3.03	3.82
Ghorasal 100 MW Quick rental	100	80.19	702.43	2414.17	560.44	0.80	2.64	3.44	70.00	613.20	2342.98	0.80	3.02	3.82
Ashugonj Quick Rental (Aggreko)	95	58.20	484.38	2120.08	386.47	0.80	3.58	4.38	70.00	582.54	2198.40	0.80	2.98	3.77
B. Baria Quick Rental (Aggreko)	85	73.73	549.00	2024.29	438.03	0.80	2.89	3.69	70.00	521.22	2002.12	0.80	3.04	3.84
Ashugonj Quick Rental (United)	53	61.93	287.55	1181.42	227.32	0.79	3.32	4.11	70.00	325.00	1211.02	0.79	2.94	3.73
Sub-Total (Q.Rental)	378	70.92	2340.90	8828.08	1865.61	0.80	2.97	3.77	70.00	2317.90	8809.45	0.79	2.97	3.80
SUB TOTAL(RENTAL & Q.RENTAL)	829	71.41	5184.93	17487.91	4495.04	0.87	2.51	3.37	70.00	5082.50	17386.81	0.86	2.56	3.42
TOTAL (PRIVATE SECTOR)	2635	66.84	15427.72	39032.66	11116.00	0.72	1.81	2.53	70.00	16156.89	39455.05	0.71	1.81	2.44

Table 6: FO based electricity production and cost of production rate under plant factor inequality against different entities

Type of fuel: F.Oil (FY 2015-2016)												
			Exact						Normalized			
SL. No.	Public entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	BPDB	638	19.51	1090.54	2.17	19917.92	7.89	18.26	16.00	894.22	17474.09	19.54
2	RPCL	77	51.98	350.65	0.70	5128.43	2.03	14.63	16.00	107.92	2201.40	20.40
3	BPDB-RPCL	149	38.20	498.56	0.99	8194.96	3.25	16.44	16.00	208.84	4728.35	22.64
TOTAL		864	25.63	1939.75	3.86	33241.31	13.17	17.14	16.00	1210.98	24403.84	20.15

			Exact						Normalized			
SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	SIPP*	476	50.60	2109.95	4.20	15578.46	6.17	7.38	16.00	667.16	8084.63	12.12
2	SIPP	214	36.48	683.84	1.36	10821.11	4.29	15.82	16.00	299.94	6310.94	21.04
TOTAL		690	46.22	2793.79	5.57	26399.57	10.46	9.45	16.00	967.10	14395.57	14.89

			Exact						Normalized			
SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	Q.Rental*	655	55.90	3207.55	6.39	28771.94	11.39	8.97	16.00	918.05	16474.71	17.95
2	Rental	40	47.93	167.95	0.33	2630.35	1.04	15.66	16.00	56.06	1388.19	24.76
3	Q.Rental	100	37.03	324.39	0.65	5441.46	2.16	16.77	16.00	140.16	3253.29	23.21
TOTAL		795	53.13	3699.89	7.37	36843.76	14.59	9.96	16.00	1114.27	21116.19	18.95

*import fuel price adjusted

N.B : ** BPDB FO based power plant operated under around 16% P.F

Name of Power Station	Capacity (MW)	Exact							Normalized					
		PLant	Energy	TOTAL COST	Fuel cost	Per Unit Fuel Cost	Per Unit Non Fuel Cost	Per Unit Cost	PLant	Energy	TOTAL COST	Per Unit Fuel Cost	Per Unit Non Fuel Cost	Per Unit Cost
	2016	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	M Tk	Tk/ kWh	Tk/ kWh	Tk/ kWh	Factor(%)	(MkWh)	M Tk	Tk/ kWh	Tk/ kWh	Tk/ kWh
Rental														
Shikalbaha 3 Years Rental	40	47.93	167.95	2630.35	1864.56	11.10	4.56	15.66	16.00	56.06	1388.19	11.10	13.66	24.76
Quick Rental														
Modonganj Quick Rental	100	65.89	577.19	4792.94	3012.78	5.22	3.08	8.30	16.00	140.16	2511.77	5.22	12.70	17.92
Meghnaghat Quick Rental IEL	100	54.84	480.39	4505.66	2706.52	5.63	3.75	9.38	16.00	140.16	2588.80	5.63	12.84	18.47
Khulna Quick Rental	115	59.23	596.66	4900.36	2841.77	4.76	3.45	8.21	16.00	161.18	2826.27	4.76	12.77	17.53
Noapara Quick Rental Khanjahan Ali	40	48.42	169.67	1462.54	834.36	4.92	3.70	8.62	16.00	56.06	903.87	4.92	11.20	16.12
Keraniganj Quick Rental	100	40.91	358.40	4378.23	2852.62	7.96	4.26	12.22	16.00	140.16	2641.19	7.96	10.88	18.84
Julda .CTG Quick Rental	100	61.44	538.23	4386.45	2654.09	4.93	3.22	8.15	16.00	140.16	2423.51	4.93	12.36	17.29
Siddirganj Quick Rental	100	55.60	487.02	4345.77	2480.28	5.09	3.83	8.92	16.00	140.16	2579.30	5.09	13.31	18.40
SUB TOTAL Q.RENTAL(*)	655	55.90	3207.55	28771.94	17382.42	5.42	3.55	8.97	16.00	918.05	16474.71	5.54	12.41	17.95
Katakhali Quick Rental-Northern	50	34.55	151.31	2616.77	1843.81	12.19	5.11	17.29	16.00	70.08	1626.94	12.19	11.03	23.22
Amnura Quick Rental	50	39.52	173.08	2824.69	2013.70	11.63	4.69	16.32	16.00	70.08	1626.35	11.63	11.57	23.21
SUB TOTAL Q.RENTAL()	100	37.63	324.39	5441.46	3857.51	11.89	4.88	16.77	16.00	140.16	3253.29	11.91	11.30	23.21
Total (Q.Rental)	755	53.40	3531.94	34213.41	21239.93	6.01	3.67	9.69	16.00	1058.21	19728.00	6.38	12.26	18.64
TOTAL(rental & q. rental)	795	53.13	3699.89	36843.76	23104.49	6.24	3.71	9.96	16.00	1114.27	21116.19	6.62	12.33	18.95

*import fuel price adjusted

Loss due to unequal fuel price:

Public sector 1939.75 (12.15-5.17) =	13539.46	MTk
SIPP 683.84 (11.77-5.17) =	4513.344	MTk
Rental 167.95 (11.10-5.42) =	953.96	MTk
Quick Rental 324.39 (11.89-5.42) =	2098.80	MTk
Total	21105.56	MTk

Table 8: HSD based electricity production and cost of production rate under plant factor inequality against different entities

Type of fuel: HSD												
			Exact					Normalized			
SL. No.	Public entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	BBDB	116.00	11.99	121.87	0.24	4260.47	1.69	34.96	14.00	142.26	4876.61	34.28
2	NWPGC	225.00	28.40	559.71	1.12	14694.79	5.82	26.25	14.00	275.94	8312.49	30.12
TOTAL		341.00	22.82	681.58	1.36	18955.26	7.51	27.81	14.00	418.20	13189.10	31.54

			Exact					Normalized			
SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	IPP	305.00	37.97	1014.71	2.02	20539.86	8.13	20.24	14.00	374.05	11322.58	30.27

			Exact					Normalized			
SL. No.	Private entities	Capacity (MW)	P.F(%)	E. Generation		Total Cost		Cost(Tk/kWh)	P.F(%)	E. Generation(MkWh)	Total Cost(MTk)	Cost(Tk/kWh)
				(MkWh)	(%)	(MTk)	(%)					
1	Rental	40.00	17.91	62.78	0.13	1501.64	0.59	23.92	14.00	49.06	1259.77	25.68
2	Q. Reantal	203.00	17.15	305.02	0.61	8364.57	3.31	27.42	14.00	248.96	7468.74	30.00
TOTAL		243.00	17.28	367.80	0.73	9866.21	3.91	26.83	14.00	298.02	8728.51	29.29

Table 9 : Gas based electricity generation cost analysis against each power plant

Name of Power Station	Capacity (MW)	Type of Fuel: HSD												
		Exact							Normalized					
		PLant	Energy	TOTAL COST	Fuel Cost	Per Unit Fuel Cost	Per Unit Non-Fuel	Per Unit Cost	PLant	Energy	TOTAL COST	Per Unit Fuel Cost	Per Unit Non-Fuel	Per Unit Cost
	2016	Factor(%)	(MkWh)	MTk	MTk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh	Factor(%)	(MkWh)	MTk	Tk/kWh	Tk/kWh	Tk/kWh
BPDB														
Bheramara	46	14.28	57.55	1926.46	1796.20	31.21	2.26	33.48	14.00	56.41	1891.08	31.21	2.31	33.52
Saidpur	20	5.65	9.90	358.71	297.70	30.06	6.16	36.23	14.00	24.53	798.43	30.06	2.49	32.55
Rangpur	20	10.67	18.70	686.27	565.69	30.26	6.45	36.71	14.00	24.53	862.70	30.26	4.92	35.17
Barisal GT	30	13.59	35.72	1289.04	1179.30	33.01	3.07	36.09	14.00	36.79	1324.40	33.01	2.98	36.00
SUB TOTAL(BPDB)	116	11.99	121.87	4260.47	3838.89	31.50	3.46	34.96	14.00	142.26	4876.61	31.32	2.96	34.28
NWPGC					0.00									
Khulna GT	225	28.40	559.71	14694.79	12588.41	22.49	3.76	26.25	14.00	275.94	8312.49	22.49	7.63	30.12
SUB TOTAL (PUBLIC)	341	22.82	681.58	18955.26	16427.30	24.10	3.71	27.81	14.00	418.20	13189.10	25.49	6.04	31.54
IPP					0.00									
Megnaghat Unit 2 300	305	37.97	1014.71	20539.86	14598.84	14.39	5.85	20.24	14.00	374.05	11322.58	14.39	15.88	30.27
Rental					0.00									
Thakurgoan	40	17.91	62.78	1501.64	1106.23	17.62	6.30	23.92	14.00	49.06	1259.77	17.62	8.06	25.68
Quick Rental					0.00									
Khulna Quick rental	55	14.70	70.87	1897.20	1140.33	16.09	10.68	26.77	14.00	67.45	1842.18	16.09	11.22	27.31
Siddirganj Quick Rental	98	16.48	141.49	3971.69	2318.99	16.39	11.68	28.07	14.00	120.19	3622.47	16.39	13.75	30.14
Pagla, Narayanganj	50	21.15	92.65	2495.69	1453.77	15.69	11.25	26.94	14.00	61.32	2004.10	15.69	16.99	32.68
SUB TOTAL(Q.Rental)	203	17.15	305.02	8364.57	4913.08	16.11	11.32	27.42	14.00	248.96	7468.74	16.14	13.86	30.00
SUB TOTAL(RENTAL & Q. RENTAL)	243	17.28	367.80	9866.21	6019.31	16.37	10.46	26.83	14.00	298.02	8728.51	16.38	12.91	29.29

HSD based Meghnaghat IPP electricity generated = 1014.71 MkWh (with P.F 38%)
Cost of generation = 1014.71 x 20.24=20539.86 MTk
Gas basedelectricity generated = 335 x 0.7 x 8760 x 1000 = 2054.22 MkWh (with P.F 70%)
Excess electricity due to generation = (2054.22 - 1014.71) MkWh = 1039.51 MkWh
Gas based electricity cost(Tk/kWh)= Per unit fuel cost + Per unit non-fuel cost
= 0.66 + (1014.71 x 5.85) / 2054.22
= 0.66 + 2.88
= 3.54 Tk/kWh
Cost of Gas based electricity = 2054.22 x 3.54 = 7271.93 MTk
Loss due to HSD fuel used = 13267.93 MTk