DESCO
POWER IS YOURS
DHAKA ELECTRIC SUPPLY COMPANY LTD

House # 22/B, Farookh Sarani, Nikunja-2
Dhaka-1229, Bangladesh
PABX : +88 02 8900110-11; 8900810-11
Fax : +88 02 8900100
email : info@desco.org.bd; mddesco@desco.org.bd
www.desco.org.bd

December 17, 2012
Memo No.: DESCO/MD/2012/3807

DESCO
GM (Network Operation)
Received No: 5210 Date: 18/12/12

চেয়ারম্যান
বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন
গণপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকার
টিসিবি ভবন, ৪র্থ তলা
১, কাওরান বাজার, ঢাকা।

দৃষ্টি আকর্ষণ ঃ মোঃ আবুল কাশেম, পরিচালক (বিদ্যুৎ), বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন।

বিষয় ঃ খুচরা বিদ্যুৎ বিক্রয় মূল্যহার বৃদ্ধির প্রস্তাব প্রেরণ প্রসঙ্গে।

সূত্র ঃ
১। ডেসকো এর স্মারক নং-ডেসকো/এমডি/২০১২/৩৩০৬, তারিখঃ ১৮/১০/২০১২ইং।
২। কমিশনের পত্র নং-বিইআরসি/ট্যারিফ/বিতরন-১১/পবিবো/২০১২/২৮৭৭, তারিখঃ ২০/১১/২০১২ইং।
৩। ডেসকো এর স্মারক নং-ডেসকো/এমডি/২০১২/৩৬৫৯, তারিখঃ ০২/১২/২০১২ইং।
৪। কমিশনের পত্র নং-বিইআরসি/ট্যারিফ/বিতরন-১০/ডেসকো/২০১২/৩০২৩, তারিখঃ ০৬/১২/২০১২ইং।

উপরোক্ত বিষয় ও সূত্রের প্রেক্ষিতে জানানো যাচ্ছে যে, বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক আদেশ নং ২০১২/১০ এর মাধ্যমে Bulk Supply Tariff (BST) ১ লা সেপ্টেম্বর ২০১২ তারিখ থেকে কার্যকর হওয়ায় অত্রসংস্থার আর্থিক সক্ষমতা ক্ষতিগ্রস্থ হচ্ছে। এর প্রেক্ষিতে ঢাকা ইলেকট্রিক সাপ্লাই কোম্পানী লিমিটেড (ডেসকো) এর Retail Supply Tariff (RST) বৃদ্ধির প্রস্তাব (সংশোধিত) সূত্রের ৩নং পত্র মারফত প্রেরণ করা হলে কমিশন পরীক্ষা নিরীক্ষা করে সূত্র-৪ পত্রে কতিপয় প্রশ্ন উত্থাপন করে। উক্ত চাহিদা মোতাবেক (প্যারা-"ক" থেকে প্যারা-"ঝ" পর্যন্ত) তথ্যাবলী/দলিল পত্রাদি সদয় বিবেচনার জন্য এতদ্সঙ্গে সংযুক্ত করে প্রেরণ করা হলো।

১৭/১২/১২
(প্রকৌঃ মোঃ আরজাদ হোসেন)
ব্যবস্থাপনা পরিচালক (ভারপ্রাপ্ত)।

সংযুক্তি ঃ বর্ণনা মোতাবেক।

অনুলিপি ঃ

১। সচিব, বিদ্যুৎ বিভাগ, বিজ্বাখস মন্ত্রণালয় ঃ সদয় অবগতির জন্য।
২। পরিচালক (প্রকৌশল/সংগ্রহ/অর্থ ও হিসাব/প্রশাসন), ডেসকো।
৩। মহাব্যবস্থাপক (প্রশাসন/নেটওয়ার্ক অপারেশন), ডেসকো।

কমিশনের পত্র নং-বিইআরসি/ট্যারিফ/বিতরন-১০/ডেসকো/২০১২/৩০২৩, তারিখঃ ০৬/১২/২০১২ইং এর চাহিদা মোতাবেক (প্যারা-"ক" থেকে প্যারা-"ঝ" পর্যন্ত) দফাওয়ারী বিবরন নিম্নরূপঃ

ক্রমিক নং	বিষয়	পাতা
ক।	ট্যারিফ পরিবর্তনের আবেদনের পটভূমি, সার-সংক্ষেপ, বিতরন সিষ্টেম এবং গ্রাহক সেবার মান উন্নয়ন, সিস্টেম লস হ্রাস ইত্যাদি বিষয়ে গৃহীত পদক্ষেপ ও প্রাপ্ত সুফল। সেসাথে ডেসকো এর খুচরা বিদ্যুৎ মুল্যহার বৃদ্ধি করে ২২ ডিসেম্বর, ২০১১ তারিখে কমিশন কর্তৃক জারীকৃত বিইআরসি আদেশ নং-২০১১/১১ এ প্রদত্ত নির্দেশনা মোতাবেক আদেশের প্রত্যেকটি নির্দেশনা বাস্তবায়নে ডেসকো কর্তৃক গৃহীত পদক্ষেপ এবং গৃহীত পদক্ষেপের ফলে অর্জিত সুফল।	১-৬
খ।	০১/০৩/২০১০ইং থেকে ০১/০৯/২০১২ইং পর্যন্ত নির্ধারিত খুচরা ট্যারিফ (এনার্জী, নূন্যতম, সার্ভিস ও ডিমান্ড) এর কালানুক্রমিক সার-সংক্ষেপ ও প্রস্তাবিত ট্যারিফ কার্যকরের প্রস্তাবিত তারিখ।	৭
গ।	প্রস্তাবিত ট্যারিফ নির্ধারনে গৃহীত পদ্ধতির বিবরন। প্রস্তাবিত গড় ট্যারিফ এর হিসাবের বিস্তারিত বিশ্লেষন এবং রেফারেন্স তথ্যসহ কিভাবে হিসাব করা হয়েছে তা উল্লেখসহ যথাযথ ক্যালকুলেশন। ডেসকো এর গড় কষ্ট অব সার্ভিস/সাপ্লাই এবং আবাসিক, সেচ পাম্প, অনাবাসিক বাতি ও বিদ্যুৎ, বানিজ্যিক ও অফিস, মধ্যমচাপ সাধারন ব্যবহার (১১ কেভি), উচ্চচাপ সাধারন ব্যবহার (৩৩ কেভি), রাস্তার বাতি ও পানির পাম্প এবং অস্থায়ী গ্রাহকশ্রেণীর জন্য গ্রাহকশ্রেণীভিত্তিক পৃথক পৃথক কষ্ট অব সার্ভিস/সাপ্লাই। Schedule–C মোতাবেক ২০১২-১৩ অর্থ বছরে ডেসকো এর রাজস্ব চাহিদা (Revenue Requirement) এর পরিপূর্ন হিসাব।	৮-১০
ঘ।	ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে প্রভাবিত হতে পারেন এরূপ ব্যক্তি/প্রতিষ্ঠানের সাথে আবেদনকারীর বর্তমান সম্পর্ক এবং প্রস্তাবিত (ট্যারিফ) পরিবর্তনের পর কিরূপ সম্পর্কের উদ্ভব হতে পারে তা উল্লেখপূর্বক উক্ত ব্যাক্তিবর্গ ও প্রতিষ্ঠান সমূহের তালিকা ।	১১
ঙ।	ট্যারিফ পরিবর্তনের ঘোষনা সংক্রান্ত খসড়া বিজ্ঞপ্তির অনুলিপি।	১২
চ।	বর্তমান ট্যারিফে ডেসকো এর বর্তমান আর্থিক অবস্থা (লাভ-ক্ষতিসহ) এবং প্রস্তাবিত ট্যারিফে ভবিষ্যৎ আর্থিক অবস্থার (লাভ-ক্ষতিসহ) তুলনামূলক বিবরনী। বর্তমান ট্যারিফে ডেসকো এর বর্তমান আর্থিক অবস্থা সম্পর্কিত Schedule–B এর কলাম-৫ এবং প্রস্তাবিত ট্যারিফে ভবিষ্যৎ আর্থিক অবস্থা সম্পর্কিত Schedule–B এর কলাম-৬ এর যাচিত তথ্যাবলী।	১৩
ছ।	ট্যারিফ পরিবর্তনের প্রস্তাব অনুমোদিত না হলে ডেসকো এর সম্ভাব্য আর্থিক অবস্থার (লাভ-ক্ষতি উল্লেখসহ) বিস্তারিত বিবরন।	১৪
জ।	প্রস্তাবিত ট্যারিফ আবেদনকালের পরবর্তী অর্থ-বছরের (২০১৩-১৪) আর্থিক প্রাক্কলন সম্পর্কিত Schedule–B (Comparitive Income Statement) এর কলাম-৭ এর যাচিত তথ্যাবলী।	১৫
ঝ।	ডেসকো এর ২০০৯-১০, ২০১০-১১ এবং ২০১১-১২ অর্থবছরের প্রকৃত এবং ২০১২-১৩ ও ২০১৩-১৪ অর্থবছরের সাময়িক/প্রাক্কলিত বিদ্যুৎ ক্রয়, বিক্রয় এবং সিস্টেম লস এর বিবরন।	১৬

ঢাকা ইলেকট্রিক সাপ্লাই কোম্পানী লিমিটেড (ডেসকো)

বিদ্যুতের খুচরা মূল্য বৃদ্ধির প্রস্তাব

১। আবেদনের পটভূমি ঃ-

ঢাকা ইলেকট্রিক সাপ্লাই কোম্পানী লিমিটেড (ডেসকো) কোম্পানী আইন ১৯৯৪ এর আলোকে গঠিত একটি বিদ্যুৎ বিতরণ কোম্পানী। ইহা ০৩ নভেম্বর ১৯৯৬ ইং তারিখে পাবলিক লিমিটেড কোম্পানী হিসেবে নিবন্ধিত হয় এবং ২৪ সেপ্টেম্বর ১৯৯৮ ইং তারিখে বানিজ্যিক কার্যক্রম শুরু করে। দক্ষ ব্যবস্থাপনা ও কর্মকর্তা/ কর্মচারীদের ঐকান্তিক প্রচেষ্টার মাধ্যমে ডেসকোর পর্যায়ক্রমিক সাফল্যের ফলে মিরপুর, গুলশান, টংগী প্রভৃতি ভৌগলিক এলাকা ঢাকা ইলেকট্রিক সাপ্লাই অথরিটি (ডেসা) হতে ডেসকোর নিকট ধাপে ধাপে হস্তান্তর ও অধিগ্রহনের মাধ্যমে পরিচালিত হচ্ছে। সাম্প্রতিক বছরগুলোতে পর্যায়ক্রমে বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক বিদ্যুতের পাইকারী মূল্য **Bulk Supply Tariff (BST)** বৃদ্ধি এবং বেতন ভাতা, পরিচালনা ব্যয়, বৈদ্যুতিক মালামাল ও সরঞ্জামাদির মূল্য বৃদ্ধি এবং সর্বোপরি মুদ্রাস্ফীতি প্রভৃতি কারনে ডেসকো ধাপে ধাপে আর্থিক সক্ষমতা হারাচ্ছে। এরূপ অবস্থা বিবেচনায় ডেসকোকে লোকসানের হাত থেকে রক্ষার জন্য খুচরা বিদ্যুতের মূল্যহার বাস্তবতার নিরিখে বৃদ্ধি করা প্রয়োজন। এমতাবস্থায়, ডেসকোর সার্বিক কার্যক্রম সুষ্ঠ ও সুচারুরূপে পরিচালনা করার মাধ্যমে এর অগ্রযাত্রা অব্যাহত রাখার স্বার্থে ক্রয়কৃত বিদ্যুতের মূল্যহারের সাথে সামঞ্জস্য বজায় রেখে ডেসকোর বিতরণকৃত বিদ্যুতের মূল্যহার ১১.৬৯% বৃদ্ধি বর্ধিত করার প্রস্তাব উপস্থাপন করা হলো।

২। আবেদনের সার-সংক্ষেপ ঃ

আবেদনের সার-সংক্ষেপে নিম্নের বিষয়গুলোর উপর (ক) বিদ্যুতের মূল্যহার বৃদ্ধির যৌক্তিকতা, (খ) প্রশাসনিক ব্যয়, (গ) প্রি-পেইড মিটারিং কার্যক্রম, (ঘ) বিতরণ নেটওয়ার্ক সম্প্রসারনমূলক প্রকল্প গ্রহণ, (ঙ) ভৌত অবকাঠামো নির্মাণ, ভুমি ক্রয়, (চ) গ্রাহকসেবার মান উন্নয়নের কার্যক্রম গ্রহণ এবং (ছ) মানি এক্সচেঞ্জ লস প্রভৃতি বিষয় গুলির উপর বিশ্লেষন মুলক তথ্য তুলে ধরা হয়েছে।

ক) বাল্ক সাপ্লাই ট্যারিফ (বিএসটি) বৃদ্ধি ঃ-

Date of tariff revision	% of Bulk Supply tariff(BST) increase	% of Retail Supply tariff(RST) increase
01.03.2007	10%	05%
01.10.2008	13.16%	-
01.03.2010	-	08%
01.02.2011	11.00%	05%
01.08.2011	6.66%	7.8%

বর্নিত ছকের বিবরনে ইহা প্রতীয়মান হয় যে,মার্চ ২০০৭ সালের পূর্বের ট্যারিফের তুলনায় আগষ্ট ২০১১ সালের ট্যারিফের (RST) 28.35% বৃদ্ধির বিপরীতে ডেসকোর (BST) 47.37% বৃদ্ধি হয়েছে। ফলে কোম্পানীর আর্থিক সক্ষমতা হ্রাস পেয়েছে। সর্বশেষ গত ০১/০৯/২০১২ ইং তারিখ বিদ্যুৎ এর খুচরা মূল্য বৃদ্ধির আদেশে আবাসিক গ্রাহকদের ক্ষেত্রে তিনটি ধাপের পরিবর্তে ৬ টি ধাপ চালু করা হয়েছে, যার মধ্যে প্রথম হতে চতুর্থ ধাপ অর্থাৎ ৪০০ ইউনিট পর্যন্ত গ্রাহকগনের ক্ষেত্রে বিদ্যুতের ক্রয় মুল্যের চেয়ে কম মুল্যে বিক্রয় করা

হচ্ছে। উল্লেখ্য যে, মোট গ্রাহকের বিদ্যুৎ ব্যবহারের মধ্যে উক্ত ধাপসমুহের গ্রাহকদের ব্যবহার প্রায় ৩৮% অর্থাৎ মোট ব্যবহারের প্রায় ৩৮% বিদ্যুৎ ক্রয় মুল্য থেকে ইউনিট প্রতি ১.০৫ টাকা হারে লস হচ্ছে।

Slab unit(Kwh)	Existing Tariff (Tk./Kwh)	% of total use	% of total consumption	BST+Wheeling charge (Tk.)
0-75Kwh	3.33	11.44 37.962		
76-200Kwh	4.73	14.60 69.058	37.41%	5.6341
201-300Kwh	4.83	6.95 33.569		
301-400Kwh	4.93	4.42 21.379 Rate 4.34		1.29

37.41

খ) প্রশাসনিক ব্যয় ঃ

ডেসকোর ভৌগলিক এলাকায় ৮% হারে গ্রাহক বৃদ্ধি পাচ্ছে। ক্রমবর্ধনশীল ও অপেক্ষাকৃত উচ্চ শ্রেনীর গ্রাহক সেবার মান বজায় রাখা ও যুগপযোগী করার লক্ষ্যে অনুমোদিত নতুন জনবল কাঠামো মোতাবেক লোকবল ও প্রশাসনিক কাঠামো বৃদ্ধি করা হয়েছে। ইতোমধ্যে নতুন চারটি বিক্রয় ও বিতরন বিভাগ গঠন করা হয়েছে এবং পর্যায়ক্রমে আরও বিক্রয় ও বিতরণ বিভাগ গঠনের প্রয়োজনীয়তা সৃষ্টি হচ্ছে। বর্তমানে ডেসকোর প্রতি ৪২১ জন গ্রাহকের বিপরীতে একজন Employee নিয়োজিত রয়েছে। আউট সোর্সিং একটিভিটি হিসাবে লাইন ইকুইপমেন্ট মেইনটেন্যান্স (LEM), Maintenance of Substation (MSS) এবং কমার্শিয়াল অপারেশন সাপোর্ট সার্ভিসে (COSS) ঠিকাদারী প্রতিষ্ঠানের বার্ষিক ব্যয় প্রায় ১৯ (উনিশ) কোটি টাকা যা বাৎসরিক ৫% বৃদ্ধি পাচ্ছে। পূনঃ পূনঃ জ্বালানী মূল্য, অফিস ভাড়া ও দাপ্তরিক ব্যবহার্য্য দ্রব্যাদির মূল্য বৃদ্ধি পাওয়ায় প্রশাসনিক ব্যয় বৃদ্ধি পেয়েছে। Annual Auditor's Report দ্রষ্টব্য, যা ইতোপূর্বে ডেসকো এর Retail Supply Tariff (RST) বৃদ্ধির প্রস্তাব (সংশোধিত) প্রেরিত ডেসকো এর স্মারক নং- ডেসকো/এমডি/২০১২/৩৬৫৯, তারিখঃ ০২/১২/২০১২ইং এর (সংযুক্তি-গ, ঘ, ঙ) পাতা নং- ১২ থেকে ৭০ পর্যন্ত।

গ) অটোমেশন ও ডিজিটাইজেশন কার্যক্রম ঃ-

গ্রাহকসেবার মান যুগোপযোগী করার লক্ষ্যে গ্রাহক পর্যায়ে রিমোট কন্ট্রোল মিটারিং ও প্রি-প্রেইড মিটারিং সিস্টেম সম্প্রসারনের জন্য ডেসকো গ্রাহক পর্যায়ে প্রি-প্রেইড মিটার স্থাপনের কার্য্যক্রম গ্রহন করেছে। বর্তমানে উত্তরায় একটি পাইলট প্রকল্পের আওতায় প্রায় ১১৫০০টি মিটার স্থাপন করা হয়েছে এবং গুলশান ও বারিধারা এলাকায় ৫০০০ মিটার স্থাপনের কার্যক্রম গ্রহন করা হয়েছে। উল্লেখ্য প্রিপেইড গ্রাহকদের খুচরা মুল্যের উপর ২% রিবেট প্রদান করা হচ্ছে। ডেসকো মিরপুর এলাকায় রিমোট কন্ট্রোল মিটারের জন্য ২ কোটি ৯২ লক্ষ টাকার প্রকল্প বাস্তবায়ন করা হচ্ছে। এই সকল আধুনিক প্রযুক্তি নির্ভর মিটারিং সিস্টেমের মিটার, অবকাঠামো পরিচালন ব্যয় সাধারন মিটার অপেক্ষা বেশী, গ্রাহক সেবার মান আধুনিকীকরনের লক্ষ্যে ডেসকো এই অতিরিক্ত ব্যয় বহন করছে, যা প্রস্তাবিত মুল্যহার প্রনয়নের ক্ষেত্রে বিবেচনা করা হচ্ছে।

ঘ) বিতরণ নেটওয়ার্ক সম্প্রসারণ প্রকল্প গ্রহনঃ-

ডেসকোর ভৌগলিক এলাকায় গত ৪ বছরের **Growth Trend** বিশ্লেষন করে দেখা যায় Consumer Growth ৮% এবং Demand Growth ১৩% হয়েছে, বর্তমানে ডেসকোর গ্রাহক সংখ্যা ৫ লক্ষ ২৬ হাজার ৫ শত ৫০ হাজার, ২০১৫ সাল নাগাদ যা বৃদ্ধি পেয়ে প্রায় ৮ লক্ষ দাঁড়াবে, পাশাপাশি সর্বোচ্চ বিদ্যুৎ চাহিদা ৯৮৭ মেগাওয়াট হবে।

২০২১ সালে এই গ্রাহক সংখ্যা বৃদ্ধি পেয়ে ১৪ লক্ষ ৪০ হাজার এবং সর্বোচ্চ চাহিদা ১৭০৮ মেগাওয়াট হবে মর্মে স্টাডি রিপোর্টে হিসাব করা হয়েছে। দেশে বিদ্যুৎ উৎপাদন বৃদ্ধির সাথে সাথে ডেসকো'র নতুন গ্রাহকদের অতিরিক্ত চাহিদা মোকাবেলা করার জন্য যে সকল প্রকল্প চলমান রয়েছে এবং হাতে নেয়া হয়েছে যার তথ্য নিম্নরূপঃ

Project Name	Project Status	Project Expense(Crore)
Strengthen DESCO'S Electric Distribution Network (SDEDN)	Completed	485.92
Upgrading and Expanding Distribution System in Gulshan Circle(UEDSGC)	95% Completed	594.90
Remote metering	95% Completed	2.92
Designe Supply and Installation of 33kv Substation	10% Completed	177.0

উপরোক্ত প্রকল্প ব্যয় এশিয়ান ডেভলপমেন্ট ব্যাংক এবং ডেসকোর নিজস্ব অর্থায়নে সম্পন্ন হবে যা ট্যারিফ প্রনয়নে বিবেচনা করা হয়েছে।

ঙ) অবকাঠামো নির্মাণ ও ভূমি ক্রয় ঃ

ডেসার নিকট হতে ১৯৯৮ইং, ২০০৩ইং ও ২০০৭ইং সালে যথাক্রমে বৃহত্তর মিরপুর এলাকা, গুলশান সার্কেল ও টঙ্গী এলাকা ডেসকো কর্তৃক অধিগ্রহণ করা হয়েছে। এই সময়ে মিরপুর ষ্টোর, বিদ্যুৎ উপকেন্দ্রসহ সমুদয় বিদ্যুৎ বিতরণ ব্যবস্থা বিদ্যুৎ উপকেন্দ্র এলাকায় স্থাপিত ভবন ব্যতীত অন্যান্য স্থাপনা ডেসকোর নিকট এখনও হস্তান্তর করা হয়নি। ফলে ডেসকোর প্রধান কার্যালয়সহ অন্যান্য কার্যালয় ভাড়া করা ভবনে পরিচালনা করতে হচ্ছে বিধায় বাড়ী ভাড়া বাবদ অতিরিক্ত অর্থ ব্যয় হচ্ছে। এ হিসাবে ২০২০ সাল নাগাদ ১৭০০ মেঃ ওঃ চাহিদা মোকাবেলা করার জন্য যে, পরিমান উপকেন্দ্রের অবকাঠামো নির্মান করতে হবে তার জন্য ভূমি ক্রয় বাবদ প্রচুর পরিমান অর্থ ব্যয় করতে হবে, এই সকল অবকাঠামো নির্মান ব্যয়ের অর্থ প্রস্তাবিত ট্যারিফ প্রনয়নকালে বিবেচনা করা হয়েছে।

চ) মানি এক্সচেঞ্জ লস ঃ-

এশিয়া উন্নয়ন ব্যাংক(এ.ডি.বি) এর আর্থিক সহযোগীতায় ডেসকোতে বর্তমানে দুইটি Project চলমান। একটি হল Strengthen DESCO'S Electric Distribution Network (SDEDN) এবং অপরটি হলো Upgrading and Expanding Distribution System in Gulshan Circle (UEDSGC), উক্ত প্রজেক্ট দুটি ছাড়াও ইতিপূর্বে এশিয়ান উন্নয়ন ব্যাংকের সহায়তায় বিভিন্ন উন্নয়ন কার্য্য সম্পন্ন হয়েছে। এ পর্যন্ত (জুন-২০১২) ৯.৬ কোটি ইউএস ডলার ঋন গ্রহণ করা হয়েছে। দিন দিন ডলার প্রতি টাকা বিনিময় হার বৃদ্ধি পাওয়ায় Exchange Loss এর পরিমান বৃদ্ধি পাচ্ছে। গত অর্থ বছরের তুলনায় বর্তমান অর্থ বছরে ডলার প্রতি টাকা বিনিময় হার ৭৪.৯৫ টাকা থেকে ৮২.৫০ টাকা বৃদ্ধি পাওয়ায় Exchange Loss বিগত বৎসর থেকে বর্তমান বৎসরে প্রায় ২৪.১৯ কোটি টাকা বৃদ্ধি পেয়েছে যার একটি তুলনামূলক বিবরণী দেওয়া হলো।

Particulars	June'12 (Tk. In Core)	June'11 (Tk. In Core)	Increase/Decrease (Tk. In Core)
Long term loan ADB (Core Taka)	792.63	719.13	73.50
In Core U.S Dollar	9.60	9.59	0.01
Exchange Loss (Core Taka)	758.334	516.364	24.19

উল্লেখ্য যে, আগামী অর্থ বৎসরে এ সংক্রান্ত ব্যয় হ্রাস পাবে এবং খুচরা মূল্য বৃদ্ধিতে এই ব্যয় ৩০ কোটি টাকা বিবেচনা করা হয়েছে।

৩। বিতরণ সিষ্টেম ও গ্রাহক সেবার মান উন্নয়ন।

ক) বিতরন সিষ্টেম ঃ ১৯৯৮ইং সালে ডেসার নিকট হতে অধিগ্রহনের সময় ডেসকোর বিতরন ব্যবস্থা ছিল নন-ষ্টান্ডার্ট, ট্রান্সফরমারের ফিউজ ছিল না, লং সার্ভিস ড্রপের মাধ্যমে বিদ্যুৎ সংযোগ প্রদান করা হত, সকল সার্ভিস ড্রপ কানেকশান টুইষ্ট ছিল, গ্রাহকের মিটারের Seal ছিল না, মিটার Seal বাইপাস, গ্রাহক সময়মত বিদ্যুৎ বিল পেত না, মিটার রিডিং সঠিকভাবে রিডিং বইয়ে এন্ট্রি হত না, চেক মিটারের ব্যবস্থা ছিল না, সার্বিক অর্থে গ্রাহক সেবার মান ছিল অসন্তোষজনক। এই সকল অব্যবস্থাপনা ও নন-ষ্টান্ডার্ড বিতরন সিষ্টেমের উন্নতিকরন সহ ব্যাপক কার্যক্রম সম্পাদন করা হয়েছে। সার্বিকভাবে ডেসকোর বর্তমানের বিতরন সিষ্টেম উন্নয়নের তুলনামূলক চিত্র তুলে ধরা হলো।

বিবরন	অধিগ্রহনের সময়	বর্তমান
গ্রীড উপকেন্দ্র (১৩২/৩৩কেভি)	-	০২ টি
উপকেন্দ্র (৩৩/১১কেভি)	০৫ টি	২৬ টি
সুইচিং উপকেন্দ্র (১১কেভি)	০৪ টি	১৫ টি
সোর্স লাইন (৩৩ কেভি)	৪৫ কিমি	৩৮৪ কিমি
বিতরন লাইন (১১কেভি)	১৮০ কিমি	১৫৬৪ কিমি
(১১কেভি) ফিডার	৩৩ টি	২২১ টি
বিতরন ট্রান্সফরমার	৯১৭ টি	৫০৭৫ টি
প্রিপেইড মিটারিং	-	১১৫০০ টি
চাহিদা (লোড)	৯০ মেগাওয়াট	৭১৫ মেগাওয়াট
গ্রাহক সংখ্যা	৭১১৬১ জন	৫২৬৫৫০ জন
বিক্রয় ও বিতরন বিভাগ/অফিস	২ টি	১৬ টি

খ) গ্রাহবসেবার মান উন্নয়ন ঃ

গ্রাহকসেবার মান উন্নয়নের ক্ষেত্রে আন্তর্জাতিক মানদন্ড SAIDI, SAIFI এবং সিস্টেম পাওয়ার ফ্যাক্টর ইত্যাদি অনুসরন করা হয়। অধিগ্রহন সময়ে গ্রাহকসেবার মান SAIDI, SAIFI হিসাবে একেবারেই গ্রহনযোগ্য ছিলনা। গ্রাহকসেবার মান উন্নয়নের লক্ষ্যে ডেসকো যে সকল কাজ করেছে এবং করে যাচ্ছে তার কিছু নমুনা নিম্নে উল্লেখ করা হল ঃ

- সকল নন-ষ্টান্ডার্ড লাইনকে ষ্টান্ডার্ড করন।

- সকল বিতরন ট্রান্সফরমার এর নেকেট ফিউজ পরিবর্তন করে ড্রপ আউট ফিউজের মাধ্যমে ইন্টারাপশন কমানো।
- সকল ওভারলোড বিতরন ট্রান্সফরমারের লোড স্প্লীট করে ইন্টারাপশন কমানো।
- ২০০৪ইং সালের পর হতে সকল কমপ্লেইন সমুহকে কমপ্লেইন ম্যানেজমেন্ট সফটওয়্যারের মাধ্যমে কমপ্লেইন সমুহ ডাটা বেজ করন এবং এই সফটওয়্যারের মাধ্যমে মনিটরিং করে বর্তমানে ৭০% কমপ্লেইন ৩০ মিনিটে এবং ৯০% কমপ্লেইন ৬০ মিনিটে সমাধান করা সম্ভব হচ্ছে।
- সকল মিটার সমুহ সিলিং-এর আওতাভুক্ত করন এবং মিটারের পূর্বে স্থাপনকৃত সকল কাট আউট সমুহ অপসারন করে মিটারের পরে স্থাপন করা হয়েছে, ইহাতে মিটার বাইপাসের সুযোগ দূরীভুত হয়।
- ডেসার সময়ের সকল সার্ভিসড্রপের লাইনের সাথে টুইষ্টিং অপসারন করে কানেকটরের মাধ্যমে সংযোগ প্রদান করা হয়।
- বর্তমান সরকারের ডিজিটাল কর্মসূচীর আওতায় অন লাইনের মাধ্যমে একমাত্র ডেসকোতে গ্রাহকের বিল প্রদান করতে পারছে, যার কারনে ডেসকো ডিজিটাল ইনোভেশন এ্যাওয়ার্ড-এ পুরস্কৃত হয়েছে। বর্তমানে গ্রাহক অন লাইনের মাধ্যমে বিদ্যুৎ সংযোগ গ্রহনের সুযোগ পাচ্ছে।
- ইহা ছাড়াও ডেসকোতে প্রি-পেইড/রিমোর্ট মিটারিং কার্যক্রম চলমান রয়েছে।

গ্রাহকসেবা কেন্দ্রে বানিজ্যিক কার্যক্রম সহ অন্যান্য অভিযোগ তাৎক্ষনিকভাবে সমাধান করা হয়।

৪। সিষ্টেম লস হ্রাসকরণ ঃ

দক্ষ ও স্বচ্ছ ব্যবস্থাপনা, বিতরণ সিষ্টেম আধুনিকায়ন, অবৈধ ব্যবহার রোধ করণ ইত্যাদি কার্যক্রম বাস্তবায়নের মাধ্যমে ডেসকোর সিষ্টেম লস পর্যায়ক্রমে হ্রাস পেয়েছে। সিষ্টেম লস হ্রাসের লক্ষ্যে নিম্নলিখিত কার্যক্রম চলমান রয়েছে ঃ

ক) টেকনিক্যাল লস ঃ

- ডিষ্ট্রিবিউশন ব্যবস্থা আধুনিকায়ন ও যুগোপযোগী করা (আন্ডারগ্রাউন্ড ক্যাবলসহ)
- বিতরন ট্রান্সফরমার সমূহের লোড ব্যালান্সিং করা
- অতিভারে চালিত বিতরন ট্রান্সফরমারসমূহের লোড ভারমুক্ত করা
- সকল বিতরন ট্রান্সফরমারের এইচ.টি/এল.টি লুপ মানসম্পন্ন করাসহ ট্রান্সফরমারের সংযোগ ষ্ট্যান্ডার্ড করা
- ওভারহেড এইচ.টি/এল.টি লাইন সংলগ্ন গাছ-পালা কাটা
- সাব-ষ্ট্যান্ডার্ড বিতরন লাইন মানসম্পন্ন করা
- ওভারহেড ১১ কেভি ফিডারসমূহকে বিভাজন করে লোড হ্রাসের ব্যবস্থা করা
- অতি দীর্ঘ বিতরন লাইন সমূহের দৈর্ঘ্য হ্রাস করা
- সকল পুরাতন এনালগ মিটার প্রতিস্থাপন করে মানসম্পন্ন ডিজিটাল মিটার স্থাপন করা
- আর.এম.ইউ. স্থাপন/আধুনিকায়ন

খ) নন-টেকনিক্যাল লস ঃ

- অবৈধ সংযোগ বিচ্ছিন্ন করা
- ১০০% গ্রাহকের বিলিং নিশ্চিত করা
- মিটার সংযোগ পরীক্ষা করা ও ১০০% মিটার সিলিং নিশ্চিত করা
- পরিদর্শক দল কর্তৃক নিয়মিত বিভিন্ন এলাকায় আকস্মিক পরিদর্শন করা
- অবৈধ বিদ্যুৎ ব্যবহার নিরুৎসাহিত করার লক্ষ্যে মিডিয়াতে জনসচেতনামূলক প্রচারনা চালানো
- অবৈধ বিদ্যুৎ ব্যবহারে নিরুৎসাহিত করার লক্ষ্যে জনসচেতনামূলক গণ প্রচারনা চালানো (মাইকিং করা, লিফলেট বিতরন)

উল্লেখিত (ক) এবং (খ) এ বর্নিত বিষয়গুলোর উপর সকল বিক্রয় ও বিতরন বিভাগ মাস ভিত্তিক সুনির্দিষ্ট লক্ষ্যমাত্রা নিয়ে কাজ করছে এবং যা প্রতি মাসে ব্যবস্থাপনা কর্তৃপক্ষ কর্তৃক পর্যালোচনা করা হচ্ছে। ডেসকোর কালানুক্রমিক সিস্টেম লস উন্নয়নের চিত্র নিম্নরূপ ঃ

অর্থ বছর	১৯৯৭-৯৮	১৯৯৮-৯৯	১৯৯৯-০০	২০০০-০১	২০০১-০২	২০০২-০৩	২০০৩-০৪	২০০৪-০৫	২০০৫-০৬	২০০৬-০৭	২০০৭-০৮	২০০৮-০৯	২০০৯-১০	২০১০-১১	২০১১-১২
সিস্টেম লস (%)	৪৬.৬৭	৪০.৬১	৩২.৪৭	২৯.৮৬	২৬.৬৬	২১.০৬	১৯.২৪	১৬.৬৪	১৬.২০	১৩.৪৪	১০.৯১	৯.৭৯	৮.৮৬	৮.৭৯	৮.৫৪

০১/০৩/২০১০ইং থেকে ০১/০৯/২০১২ইং পর্যন্ত নির্ধারিত খুচরা ট্যারিফ (এনার্জী, ন্যূনতম, সার্ভিস ও ডিমান্ড) এর কালানুক্রমিক সার-সংক্ষেপ নিম্নরূপঃ

Rate & Charge in BDT

Effective Period	Consumer Category	Slab (KWh)		Flat Rate	Off Peak Rate	Peak Rate	Minimum Charge	Demand Charge	Service Charge	
									1 phase	3 phase
From Mar'10 to Jan'11	A: Domestic	1st Slab	00 - 100	2.60						
		2nd Slab	101-400	3.30			100	12	6	27
		3rd Slab	Above 400	5.65						
	B: Agriculture			1.93			125	35		25
	C: Small Industries			4.35	3.50	5.95		37		63
	D: Non Residential			3.35			100	15	5	25
	E: Commercial & Offices			5.58	4.05	8.45	125	22	6	27
	F: Bulk HT 11KV			4.17	3.43	7.12	8000	42		355
	H: Bulk HT 33 KV			3.92	3.33	6.82	80	37		410
	J: Street Light & Water Pump			3.98				37		205
From Feb'11 to Nov'11	A: Domestic	1st Slab	00 - 100	2.60						
		2nd Slab	101-400	3.46			100	12	6	27
		3rd Slab	Above 400	5.93						
	B: Agriculture			1.93			125	35		25
	C: Small Industries			4.56	3.67	6.24		37		63
	D: Non Residential			3.35			100	15	5	25
	E: Commercial & Offices			5.85	4.25	8.87	125	22	6	27
	F: Bulk HT 11KV			4.37	3.60	7.47	8000	42		355
	H: Bulk HT 33 KV			4.11	3.49	7.16	80	37		410
	J: Street Light & Water Pump			4.17				37		205
From Dec'11 to Jan'12	A: Domestic	1st Slab	00 - 100	2.73						
		2nd Slab	101-400	3.81			100	15	10	30
		3rd Slab	Above 400	6.88						
	B: Agriculture			2.03			125	40		30
	C: Small Industries			5.27	4.41	6.75		40		70
	D: Non Residential			3.52			100	20	10	30
	E: Commercial & Offices			6.80	5.23	9.31	125	25	10	30
	F: Bulk HT 11KV			5.14	4.40	7.55	8000	45		400
	H: Bulk HT 33 KV			4.88	4.30	7.34	80	40		450
	J: Street Light & Water Pump			4.90				40		210
Feb'12 *1	A: Domestic	1st Slab	00 - 100	2.87						
		2nd Slab	101-400	4.04			100	15	10	30
		3rd Slab	Above 400	7.43						
	B: Agriculture			2.13			125	40		30
	C: Small Industries			5.67	4.86	6.90		40		70
	D: Non Residential			3.69			100	20	10	30
	E: Commercial & Offices			7.33	5.88	9.66	125	25	10	30
	F: Bulk HT 11KV			5.55	4.86	7.60	8000	45		400
	H: Bulk HT 33 KV			5.28	4.78	7.44	80	40		450
	J: Street Light & Water Pump			5.28				40		210
From Mar'12 to Aug'12 *2	A: Domestic	1st Slab	00 - 100	3.05						
		2nd Slab	101-400	4.29			100	15	10	30
		3rd Slab	Above 400	7.89						
	B: Agriculture			2.26			125	40		30
	C: Small Industries			6.02	5.16	7.33		40		70
	D: Non Residential			3.92			100	20	10	30
	E: Commercial & Offices			7.79	6.25	10.26	125	25	10	30
	F: Bulk HT 11KV			5.90	5.16	8.08	8000	45		400
	H: Bulk HT 33 KV			5.61	5.08	7.91	80	40		450
	J: Street Light & Water Pump			5.61				40		210
From Sep'12 to till	A: Domestic	1st Slab	00 - 75	3.33						
		2nd Slab	76- 200	4.73						
		3rd Slab	201-300	4.83						
		4th Slab	301-400	4.93			100	15	10	30
		5th Slab	401-600	7.98						
		6th slab	Above 600	9.38						
	B: Agriculture			2.51			125	30		40
	C: Small Industries			6.95	5.96	8.47		40		70
	D: Non Residential			4.53			100	20	10	30
	E: Commercial & Offices			9.00	7.22	11.85	125	25	10	30
	F: Bulk HT 11KV			6.81	5.96	9.33	8000	45		400
	H: Bulk HT 33 KV			6.48	5.87	9.14	80	40		450
	J: Street Light & Water Pump			6.48				40		210

*১ ও *২ঃ আবাসিক গ্রাহকশ্রেণীতে বিলিং মাসে ৩০১ ইউনিট বা তদুর্ধ্বে বিদ্যুৎ ব্যবহারের ক্ষেত্রে গ্রাহক যে ধাপ পর্যন্ত বিদ্যুৎ ব্যবহার করবে সে ধাপের মূল্যহার ব্যবহৃত সমুদয় ইউনিটের উপর প্রযোজ্য হবে।

প্রস্তাবিত ট্যারিফ কার্যকরের প্রস্তাবিত তারিখঃ- ০১/১২/২০১২ইং।

(গ) ট্যারিফ রেট ২০১০ইং অনুযায়ী যে সকল বিষয়ে বিবেচনা করার নির্দেশনা আছে সে সকল বিষয়গুলো পর্যায় ক্রমে বিবেচনা করা হয়েছে যা **Schedule-C** তে বিস্তারিতভাবে বর্ননা করা হয়েছে। **Cost per Unit** নির্ধারিত ছকে প্রনয়ন করা হয়েছে যা ইতোপূর্বে ডেসকো এর Retail Supply Tariff (RST) বৃদ্ধির প্রস্তাব (সংশোধিত) প্রেরিত ডেসকো এর স্মারক নং-ডেসকো/এমডি/২০১২/৩৬৫৯, তারিখঃ ০২/১২/২০১২ইং এর (সংযুক্তি-খ) পাতা নং- ১১।

Dhaka Electric Supply Company Limited (DESC
Statement of Operation/ Component Of Tariff

Proposal for 30% increase of Bulk Tariff.	Actual Position		Actual Position		Actual (Audited)		Impact of increase for Bulk Supply Tariff (BST) from Sep-12	per Unit	Impact of increase for Bulk Supply Tariff (BST)	
	FY-2009-2010		FY-2010-11		FY2011-12		FY 2012-13(Estimated)		FY 2013-14(Estimated)	
No. of Consumers	415842		449063		504723		545000		495000	
No. of Employee	991		1024		1198		1540		1540	
Energy Purchase (MKWh)	2742.96		3122.746		3,401.58		3742.00		4116.20	
Energy Sale (MKWh)	2474.51		2848.381		3,111.12		3424.00		3766.40	
System Loss (%)	9.79		8.79		8.54		8.50		8.50	
Income										
1 Energy Sales	10,810,974,226	4.37	12,290,781,425	4.32	15,961,959,226	5.13	21,398,888,456	6.25	23,841,312,000	6.330
2 Demand & Service charge	-	-	-	-	-	-	500,000,000	0.15	550,000,000	0.15
3 Other Operating Revenue	178,217,188	0.07	184,827,800	0.06	289,983,640	0.09	100,000,000	0.03	100,000,000	0.03
4 Non operating Income(interest Income)	803,683,195	0.32	672,679,261	0.24	1,104,418,043	0.35	750,000,000	0.22	700,000,000	0.19
5 Total Revenue	11,792,874,609		13,148,288,486		17,356,360,909		22,748,888,456		25,191,312,000	
Expenses										
6 Energy Purchase	7,845,646,912	2.86	8,801,828,794	2.82	13,327,608,403	3.92	21,082,802,200	5.63	23,191,082,420	5.63
7 Operating Expenditure	243,981,218	0.10	217,830,914	0.08	468,979,453	0.15	492,160,000	0.14	541,376,000	0.14
8 Depreciation (Operating)	566,749,957	0.23	659,587,005	0.23	683,657,829	0.22	800,000,000	0.23	880,000,000	0.23
9 Administrative Expenses	126,159,977	0.05	161,576,317	0.06	226,510,395	0.07	238,603,800	0.07	262,464,180	0.07
10 Employee Expenses	619,018,529	0.25	575,014,500	0.20	604,197,080	0.19	802,460,000	0.23	882,706,000	0.23
11 Bad debt Provision	12,007,623	0.00	13,154,539	0.00	15,766,586	0.01	15,000,000	0.00	16,500,000	0.00
12 Depreciation (Non Operating)	41,347,127	0.02	45,337,476	0.02	31,833,489	0.01	40,000,000	0.01	44,000,000	0.01
13 Interest Expenses	221,200,045	0.09	277,851,267	0.10	342,526,497	0.11	350,000,000	0.10	385,000,000	0.10
14 Exchange Loss	32,193,487	0.01	516,364,173	0.18	758,334,325	0.24	400,000,000	0.12	440,000,000	0.12
15 Return On Investment/ Dividend	720,766,998	0.29	728,775,520	0.26	650,692,405	0.21	720,000,000	0.21	792,000,000	0.21
16 Income Tax Expenses/Provision	372,581,846		542,257,954	0.19	327,758,984	0.11	308,640,000	0.09	339,504,000	0.09
17 Total Expenses	10,801,653,719		12,539,578,459		17,437,865,446		25,249,666,000		27,774,632,600	
18 Difference between Revenue & Expenses	991,220,890		608,710,027		(81,504,537)		(2,500,777,544)		(2,583,320,600)	

1	Required Revenue (Tk)	25,249,666,000
2	Required Revenue from Energy Sales (Tk)(except 2,3& 4)	23,899,666,000
3	Average Rate per Unit (Tk)	6.98
4	Existing Rate per Unit	6.25
5	% of Rate Enhancement	11.69%

6 Revenue from deposit work not considered in proposed operating expenses

7 LPC income not cosidered in Interest Income

8 Energy sales Included demand charge and Service Charge up to audited period(Fy-2011-12)

Schedule C

DHAKA ELECTRIC SUPPLY COMPANY LIMITED
REVENUE REQUIREMENT (Figures in Taka)

	Particulars	Col.1	Col.2	Col.3	Col.4	Col.5
		2009-10 (Audited)	2010-11 (Audited)	2011-12 (Audited)	2012-13* (Proforma)	2013-14 (Estimated)
	RATE BASE:					
1	Electric Plant in Service (Gross)	11935537592	12540556947	15473466432	16673590086	17073590086
2	Accumulated Depreciation	-3494645201	-4187582940	-4903032633	-5743032633	-6493032633
3	Net Utility Plant In Service (1-2)	8440892392	8352974008	10570433799	10930557453	10580557453
4	Regulatory Working Capital†			231533635	206393573	245959664
5	TOTAL RATE BASE (3+4)	8440892392	8352974008	10801967434	11136951026	10826517117
6	PROPOSED RATE OF RETURN ON RATE BASE (%) (5÷9)			10.88	10.41	9.20
	RETURN ON RATE BASE :					
7	RETURN ON DEBT (Interest)	221200045	277851267	342526497	350000000	385000000
8	RETURN ON EQUITY	720766998	728775520	650692405	720000000	792000000
9	TOTAL RETURN ON RATE BASE (7+8)	941967043	1006626787	993218902	1070000000	1177000000
	OPERATING EXPENSES:					
	Operation & Maintenance:					
10	Operating Expenses	344644155	223793553	377422743	492160000	541376000
11	Administrative Expense	173706700	104840703	226510395	238603800	262464180
12	Employee Expenses	619018529	334395921	604197080	802460000	882706000
13	Bad Debt Provision	12007263	11015698	15766586	15000000	16500000
14	Exchange Fluctuation Loss	32193487	10580118	758334325	400000000	440000000
15	Total Operation & Maintenance (10+11+12+13+14)	1181570133	684625993	1982231129	1948823800	2143046180
16	Depreciation (Operating)	518475544	586749957	683657829	800000000	862706000
17	Depreciation (Non-Operating)	41347127	36666370	31833489	40000000	44000000
18	Taxes Other Than Income Tax					
19	TOTAL OPERATING EXPENSES BEFORE INCOME TAX (15+16+17+18)	1741392804	1288042320	2697722447	2788823800	3069752180
20	Income Tax	149037371	542257954	327758984	308640000	339504000
21	TOTAL OPERATING EXPENSES INCLUDING INCOME TAX (19+20)	1890430175	1830300274	3025481431	3096863800	3409256180
	PURCHESD POWER COST:					
22	Purchased Power Cost	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	23191082420
23	Wheeling Charge					
24	TOTAL PURCHASED POWER COST (22+23)	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	23191082420
25	TOTAL OPERATING EXPENSES INCLUDING PURCHESD POWER COST (21+24)	9736077087	8947831512	16353089834	24179666000	26600338600
26	RECOMMENDED OPERATING REVENUE (9+25)	10678044130	9954458299	17346308736	25249666000	27777338600
	CURRENT OPERATING REVENUES:					
27	Energy Sales Revenues *	9411454743	10365807815	15478539273	21398888456	23841312000
28	Minimum Charge*				36076775	
29	Demand Charge*	337130140	387722852	398154632	420000000	450000000
30	Service Charge*	51030829	57443559	85265321	80000000	100000000
31	TOTAL BILLED AMOUNT (27+28+29+30)	9799615712	10810974226	15961959226	21934965231	24391312000
32	Power Factor Correction Charge					
33	Other Operating Income	178217188	184827800	289983640	100000000	100000000
34	Non-Operating Income/Interest Income	872083490	781098894	1236552360	750000000	700000000
35	Gain on sale of Investment	0	0	0	0	0
36	Miscellaneous Income	2603285	1296793	4563401	0	0
37	TOTAL CURRENT OPERATING REVENUES (31+32+33+34+35+36)	10852519675	11778197713	17534129240	22784965231	25191312000
38	PROPOSED REVENUE INCREASE (26-37)	-174475545	-1823739414	-187820504	2464700769	2586026600
39	REVENUE CONVERSION FACTOR**		1.38	1.38	1.38	1.38
40	RECOMMENDED REVENUE INCREASE (38X39)			-259062765	3399587268	3566933241
41	RECOMMENDED REVENUE INCREASE (%) (40÷31)			0	0	0
42	TOTAL RECOMMENDED REVENUE REQUIREMENT (37+40)			17275066475	26184552499	28758245241
43	DISTRIBUTION ENERGY (MkWh)			3402	3742	4116
44	PROPOSED ENERGY RATE (24÷43)			3.9181	5.6341	5.6341
45	PROPOSED DISTRIBUTION RATE [(9+21)÷43]			1.18	1.11	1.11
46	PROPOSED TOTAL TARIFF (42÷43)			5.0765	6.9975	6.9866
	†Data Needed for Calculation of Regulatory Working Capital :					
	Cash Working Capital (1/6 of Annual O & M)			468979453	498979453	541376000
	Annual Materials and Supplies Inventory			1283349453	1200000000	1250000000
	Annual Prepayments (advance payment+ advance tax)			874442354	518763974	868763974
	Annual Consumers Deposits (Last 3 years average)			133391379	120000000	125000000
	Calculation of Regulatory Working Capital :					
4.1	Cash Working Capital (1/6 of Annual O & M)			78163242	83163242	90229333
4.2	(+) 1/12 Annual Materials and Supplies Inventory			213891576	200000000	208333333
4.3	(+) 1/12 Annual Prepayments			72870196	43230331	72396998
4.4	(-) Annual Consumers Deposits (last 3 years average)			-133391379	-120000000	-125000000
4	Total Regulatory Working Capital [(4.1+4.2+4.3)-(4.4)]			231533635	206393573	245959664

*According to Schedule A (Column-4), B (Column-5) & D, **REVENUE CONVERSION FACTOR=[1÷(1-Income Tax Rate)]

i) Annual Material & supply inventory estimated for 2012-13 & 2013-14 is 120 crore & 125 crore

ii) Annual Consumer deposit estimated for 2012-13 & 2013-14 is 12 crore & 12.5 crore.

iii) Misc Income is not considered for 2012-13 & 2013-14

(ঘ) প্রস্তাবিত ট্যারিফ পরিবর্তনের ফলে ডেসকোতে সবধরনের গ্রাহকের উপর প্রভাব পড়বে। এই গ্রাহকের মধ্যে কিছু **Community** গ্রুপ আছে। যেমন: **BGMEA, DCCI, MCCI, CAAB.**

উপরোক্ত গ্রুপ গুলো **Sencetive group** এবং তারা তাদের প্রতিক্রিয়া ব্যক্ত করতে পারে। এই বিষয়টি ট্যারিফ বিবেচনায় নেওয়া হয়েছে যাতে করে প্রস্তাবিত বিদ্যুতের মূল্যহার সকল গ্রাহকের নিকট গ্রহনযোগ্য হয়।

গণ-বিজ্ঞপ্তি

ক্রমিক নং	গ্রাহকশ্রেণী	অনুমোদিত খুচরা বিদ্যুৎ মূল্যহার টাকা/কি.ও.ঘ.
১	২	৩
(১)	শ্রেণী - এ ঃ আবাসিক	
	(ক) প্রথম ধাপ ঃ ০০-৭৫ ইউনিট	৪.০০
	(খ) দ্বিতীয় ধাপ ঃ ৭৫-২০০ ইউনিট	৫.৫০
	(গ) তৃতীয় ধাপ ঃ ২০১-৩০০ ইউনিট	৬.০০
	(ঘ) চতুর্থ ধাপ ঃ ৩০১-৪০০ ইউনিট	৬.৫০
	(ঙ) পঞ্চম ধাপ ঃ ৪০১-৬০০ ইউনিট	৮.৫০
	(চ) ষষ্ঠ ধাপ ঃ ৬০০ ইউনিটের অধিক	৯.৭৫
(২)	শ্রেণী - বি ঃ কৃষিকাজে ব্যবহৃত পাম্প	৪.০০
(৩)	শ্রেণী - সি ঃ ক্ষুদ্র শিল্প	
	(ক) ফ্ল্যাট	৭.৭৫
	(খ) অফ-পীক সময়ে	৬.৭৫
	(গ) পীক সময়ে	৯.৭৫
(৪)	শ্রেণী - ডি ঃ অনাবাসিক বাতি ও বিদ্যুৎ	৬.০০
(৫)	শ্রেণী - ই ঃ বানিজ্যিক ও অফিস	
	(ক) ফ্ল্যাট	১০.০০
	(খ) অফ-পীক সময়ে	৮.০০
	(গ) পীক সময়ে	১২.০০
(৬)	শ্রেণী - এফ ঃ মধ্যমচাপ সাধারন ব্যবহার (১১ কেভি)	
	(ক) ফ্ল্যাট	৭.৬০
	(খ) অফ-পীক সময়ে	৬.৬০
	(গ) পীক সময়ে	৯.৬০
(৭)	শ্রেণী - এইচ ঃ উচ্চচাপ সাধারন ব্যবহার (৩৩ কেভি)	
	(ক) ফ্ল্যাট	৭.৪৫
	(খ) অফ-পীক সময়ে	৬.৪৫
	(গ) পীক সময়ে	৯.৪৫
(৮)	শ্রেণী - জে ঃ রাস্তার বাতি ও পানির পাম্প	৭.০০

Schedule B

DHAKA ELECTRICITY SUPPLY COMPANY LIMITED (DESCO)

Comparitive Income Statement

For the Fiscal years June 30, 2010, 2011, 2012, 2013 & 2014 (Figures in Taka)

	Description of Head	Col.1 FY 2009-10 (Audited)	Col.2 FY 2010-11 (Audited)	Col.3 FY 2011-12 (Audited)	Col.4 FY 2012-13 (Provisional/ (Estimated) (July'12-June'13)	Col.5 2012-13* (Adjusted-12 Months for Current Bulk & Retail Tariff)	Col.6 2012-13** (Adjusted-12 Months for Current Bulk & Proposed Retail Tariff)	Col.7 FY 2013-14 (Estimated-Current Bulk & Proposed Retail Tariff)
	Operating Revenue:							
1	Sale of Electricity (Net of VAT)	9799615712	10810974226	15961959226	21898888456	21898888456	23899520000	26289472000
					6.40	6.40	6.98	6.98
2	Other Operating Revenue	178217188	205225995	289983640	100000000	100000000	100000000	110000000
3	**Total Revenue from Operation (1+2)**	9977832901	11016200221	16251942866	21998888462	21998888462	23999520007	26399472007
	Cost of Energy Sales:							
4	Purchased Power Cost	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	21082802200	21082802200	23191082420
5	Transmission Expense							
6	**Total Cost of Purchased Power (4+5)**	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	21082802200	21082802200	23191082420
7	Operating Expenses	344644155	223793553	377422743	492160000	492160000	492160000	541376000
8	Depreciation (Operating)	518475544	566749957	683657829	800000000	800000000	800000000	850000000
9	**Total Cost of Energy Sales (6+7+8)**	8708766611	7908074748	14388688975	22374962200	22374962200	22374962200	24582458420
10	**Gross Margin (3-9)**	1269066290	3108125473	1863253891	-376073738	-376073738	1624557807	1817013587
	Cost & Expenditure							
11	Administrative Expense	173706700	104840703	226510395	238603800	238603800	238603800	262464180
12	Employee Expenses	619018529	334395921	604197080	802460000	802460000	802460000	962952000
13	Bad Debt Provision	12007263	11015698	15766586	15000000	15000000	15000000	15000000
14	Depreciation (Non-Operating)	41347127	36666370	31833489	40000000	40000000	40000000	40000000
15	**Total Cost & Expenditure (11+12+13+14)**	846079619	486918692	878307550	1096063800	1096063800	1096063800	1280416180
16	**Operating Profit**	422986671	2621206781	984946342	-1472137538	-1472137538	528494007	536597407
17	**Non Operating Income/(Expenses)**							
18	Interest Income	872083490	666222788	1236552360	750000000	750000000	750000000	700000000
19	Interest Expenses	-221200045	-169794396	-342526497	-350000000	-350000000	-350000000	-385000000
20	Exchange Fluctuation	-32193487	-10580118	-758334325	-400000000	-400000000	-400000000	-400000000
21	Appreciation/(diminution) in value of investment	5738807	-5738807	0	0	0	0	0
22	Gain on sale of Investment					0	0	0
23	Miscellaneous Income	2603285	2577507	45634014	0	0	0	0
24	**(Net)[(18+21+22+23)-19+20)]**	627032050	482686974	181325551	0	0	0	-85000000
25	**Net Profit before tax (15+23)**	848682904	489496199	803620790	-1472137538	-1472137538	528494007	536597407
	Income Tax:							
26	Current Tax Provision	-108279715	-533472132	-41988409	0	0		
27	Deffered Tax Provision	-223544475		-285770576	-308640000	308640000	308640000	339504000
28	**Total Income Tax (26+27)**	-331824190	-533472132	-327758984	-308640000	308640000	308640000	339504000
29	**Net Profit After Tax (15+23)**	848682904	489496199	923941564	-1163497538	-1780777538	837134007	876101407
30	**Total Cost of Services (9+15+19+20+28)**	8969528508	7681146794	13838376718	22412386000	23029666000	23029666000	25417378600

*Sale of Electricity and Purchased Power Cost will be adjusted for 12 months according to current retail and bulk tariff respectively.

**Sale of Electricity and Cost of Purchased Power will be adjusted for 12 months according to proposed retail and current bulk tariff respectively.

Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)
Statement of Operation/ Component Of Tariff

Proposal for 30% increase of Bulk Tariff.	*Impact of increase for Bulk Supply Tariff (BST) from Sep-12*	*per Unit*	*Impact of increase for Bulk Supply Tariff (BST)*	
	FY 2012-13(Estimated)		FY 2013-14(Estimated)	
No. of Consumers	545000		495000	
No. of Employee	1540		1540	
Energy Purchase (MKWh)	3742.00		4116.20	
Energy Sale (MKWh)	3424.00		3766.40	
System Loss (%)	8.50		8.50	
Income				
1 *Energy Sales*	21,398,888,456	**6.25**	23,841,312,000	**6.33**
2 *Demand & Service charge*	500,000,000	**0.15**	550,000,000	**0.15**
3 *Other Operating Revenue*	100,000,000	**0.03**	100,000,000	**0.03**
4 *Non operating Income(interest Income)*	750,000,000	**0.22**	700,000,000	**0.19**
5 ***Total Revenue***	**22,748,888,456**		**25,191,312,000**	
Expenses				
6 *Energy Purchase*	21,082,802,200	**5.63**	23,191,082,420	**5.63**
7 *Operating Expenditure*	492,160,000	**0.14**	541,376,000	**0.14**
8 *Depreciation (Operating)*	800,000,000	**0.23**	880,000,000	**0.23**
9 *Administrative Expenses*	238,603,800	**0.07**	262,464,180	**0.07**
10 *Employee Expenses*	802,460,000	**0.23**	882,706,000	**0.23**
11 *Bad debt Provision*	15,000,000	**0.00**	16,500,000	**0.00**
12 *Depreciation (Non Operating)*	40,000,000	**0.01**	44,000,000	**0.01**
13 *Interest Expenses*	350,000,000	**0.10**	385,000,000	**0.10**
14 *Exchange Loss*	400,000,000	**0.12**	440,000,000	**0.12**
15 *Return On Investment/ Dividend*	720,000,000	**0.21**	792,000,000	**0.21**
16 *Income Tax Expenses/Provision*	308,640,000	**0.09**	339,504,000	**0.09**
17 *Total Expenses*	**25,249,666,000**		**27,774,632,600**	
18 ***Difference between Revenue & Expenses***	(2,500,777,544)		(2,583,320,600)	

উপরোল্লিখিত তথ্য অনুসারে ট্যারিফ পরিবর্তনের প্রস্তাব অনুমোদিত না হলে ডেসকো এর সম্ভাব্য আর্থিক ক্ষতির পরিমান ২০১২-১৩ অর্থবছরে প্রায় ২৫০ কোটি টাকা এবং ২০১৩-১৪ অর্থবছরে প্রায় ২৫৮ কোটি টাকা।

Schedule B

DHAKA ELECTRICITY SUPPLY COMPANY LIMITED (DESCO)
Comparitive Income Statement
For the Fiscal years June 30, 2010, 2011, 2012, 2013 & 2014 (Figures in Taka)

	Description of Head	Col.1 FY 2009-10 (Audited)	Col.2 FY 2010-11 (Audited)	Col.3 FY 2011-12 (Audited)	Col.4 FY 2012-13 (Provisional/ (Estimated) (July'12-June'13)	Col.5 2012-13* (Adjusted-12 Months for Current Bulk & Retail Tariff)	Col.6 2012-13** (Adjusted-12 Months for Current Bulk & Proposed Retail Tariff)	Col.7 FY 2013-14 (Estimated-Current Bulk & Proposed Retail Tariff)
	Operating Revenue:							
1	Sale of Electricity (Net of VAT)	9799615712	10810974226	15961959226	21898888456	21898888456	23899520000	26289472000
					6.40	6.40	6.98	6.98
2	Other Operating Revenue	178217188	205225995	289983640	100000000	100000000	100000000	110000000
3	**Total Revenue from Operation (1+2)**	9977832901	11016200221	16251942866	21998888462	21998888462	23999520007	26399472007
	Cost of Energy Sales:							
4	Purchased Power Cost	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	21082802200	21082802200	23191082420
5	Transmission Expense							
6	**Total Cost of Purchased Power (4+5)**	7845646912	7117531238	13327608403	21082802200	21082802200	21082802200	23191082420
7	Operating Expenses	344644155	223793553	377422743	492160000	492160000	492160000	541376000
8	Depreciation (Operating)	518475544	566749957	683657829	800000000	800000000	800000000	850000000
9	**Total Cost of Energy Sales (6+7+8)**	8708766611	7908074748	14388688975	22374962200	22374962200	22374962200	24582458420
10	**Gross Margin (3-9)**	1269066290	3108125473	1863253891	-376073738	-376073738	1624557807	1817013587
	Cost & Expenditure							
11	Administrative Expense	173706700	104840703	226510395	238603800	238603800	238603800	262464180
12	Employee Expenses	619018529	334395921	604197080	802460000	802460000	802460000	962952000
13	Bad Debt Provision	12007263	11015698	15766586	15000000	15000000	15000000	15000000
14	Depreciation (Non-Operating)	41347127	36866370	31833489	40000000	40000000	40000000	40000000
15	Total Cost & Expenditure (11+12+13+14)	84607919	48691892	878307550	1096063800	1096063800	1096063800	1280416180
16	**Operating Profit**	422986671	262120781	984946342	-1472137538	-1472137538	528494007	536597407
17	**Non Operating Income/(Expenses)**							
18	Interest Income	872083490	666222788	1236552360	750000000	750000000	750000000	700000000
19	Interest Expenses	-221200045	-169794396	-342526497	-350000000	-350000000	-350000000	-385000000
20	Exchange Fluctuation	-32193487	-10580118	-758334325	-400000000	-400000000	-400000000	-400000000
21	Appreciation/(diminution) in value of Investment	5738807	-5738807	0	0	0	0	0
22	Gain on sale of Investment					0	0	0
23	Miscellaneous Income	2603285	2577507	45634014	0	0	0	0
24	**(Net)[(18+21+22+23)-19+20)]**	627032050	482686974	181325551	0	0	0	-85000000
25	**Net Profit before tax (15+23)**	848682904	489496199	803620790	-1472137538	-1472137538	528494007	536597407
	Income Tax:							
26	Current Tax Provision	-108279715	-53347132	-41988409	0	0		
27	Deffered Tax Provision	-223544475		-285770576	-308640000	308640000	308640000	339504000
28	**Total Income Tax (26+27)**	-331824190	-53347132	-327758984	-308640000	308640000	308640000	339504000
29	**Net Profit After Tax (15+23)**	848682904	489496199	923941564	-1163497538	-1780777538	837134007	876101407
30	Total Cost of Services (9+15+19+20+28)	8969628508	7681146794	13838376718	22412386000	23029666000	23029666000	25417378600

*Sale of Electricity and Purchased Power Cost will be adjusted for12 months according to current retail and bulk tariff respectively.

**Sale of Electricity and Cost of Purchased Power will be adjusted for12 months according to proposed retail and current bulk tariff respectively.

ডেসকো এর ২০০৯-১০, ২০১০-১১ এবং ২০১১-১২ অর্থবছরের প্রকৃত এবং ২০১২-১৩ ও ২০১৩-১৪ অর্থবছরের সাময়িক/প্রাক্কলিত বিদ্যুৎ ক্রয়, বিক্রয় এবং সিস্টেম লস এর বিবরন ঃ

অর্থ বছর	বিদ্যুৎ ক্রয় (কিঃওঃ)	বিদ্যুৎ বিক্রয় (কিঃওঃ)	সিস্টেম লস (%)	মন্তব্য
২০০৯-১০	২৯৩৩৭১৯৮১৯	২৬৭৩৬৮৭২৭২	৮.৮৬	প্রকৃত হিসাব
২০১০-১১	৩১২২৭৪৬০১১	২৮৪৮৩৮০৯১৪	৮.৭৯	
২০১১-১২	৩৪০১৫৮৪৭৯৬	৩১১১১২৪২৭৭	৮.৫৪	
২০১২-১৩	৩৭৪২০০০০০০	৩৪২৪০০০০০০	৮.৫০	সাময়িক/প্রাক্কলিত হিসাব
২০১৩-১৪	৪১১৬২০০০০০	৩৭৬৬৪০০০০০	৮.৫০	