

О некоторых вопросах акционерного общества "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 3 февраля 2003 года N 125

Сноска. В заголовок внесены изменения, в тексте аббревиатура "ОАО" заменена аббревиатурой "АО" - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

В соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 13 ноября 2000 года N 1700 "Об утверждении Плана мероприятий до 2005 года по обеспечению электроэнергетической независимости Республики Казахстан" и Программой Правительства Республики Казахстан на 2002-2004 годы, утвержденной Указом Президента Республики Казахстан от 28 марта 2002 года N 827, Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Одобрить представленный Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан технико-экономический анализ строительства второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг.

2. Министерству энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан совместно с Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан:

1) в установленном законодательством порядке разрешить акционерному обществу "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" "KEGOC" (далее - АО "KEGOC") осуществить заимствование кредитных средств на разработку технико-экономического обоснования, проектно-сметной документации и строительство вышеназванной линии электропередачи с фазой из трех проводов общей проектной стоимостью 326000000 (триста двадцать шесть миллионов) долларов США;

2) обеспечить контроль возвратности кредитов за счет собственных средств АО "KEGOC" в установленные сроки. <*>

Сноска. В пункт 2 внесены изменения - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

3. Агентству Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции совместно с Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан рассмотреть вопрос изменения уровня тарифов на услуги АО "KEGOC" с целью выполнения им обязательств по займам на реализацию проекта строительства второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг при условии, что после каждого этапа строительства АО "KEGOC" предоставит данные о фактическом увеличении объемов передачи электрической энергии по транзиту Север-Юг для принятия решения по условиям и срокам продолжения строительства.

4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на Заместителя Премьер-Министра Республики Казахстан Масимова К. К.
5. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

KEGOC - Казахстанская компания по управлению электрическими сетями

Строительство второй линии

электропередачи 500 кВ

транзита Север-Юг Казахстан Техничко-экономический анализ <*>

Сноска. В тексте аббревиатура "ОАО" заменена аббревиатурой "АО" - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

Введение

Электроэнергетика - одна из наиболее крупных и капиталоемких отраслей промышленности Республики Казахстан. Вместе с тем, электроэнергетика является одной из основных систем обеспечения жизнедеятельности реального сектора экономики и населения республики, что определяет такие важные приоритеты как электроэнергетическая независимость республики, экономическая эффективность работы отрасли, надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

Гарантированное бесперебойное обеспечение потребителей доступными ТЭР, в том числе и электроэнергией, приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах предполагает энергетическую безопасность страны. Важнейшим компонентом энергобезопасности для Республики Казахстан является энергетическая независимость - способность при потере или снижении внешних поставок обойтись собственными энергоресурсами.

В последнее время в развитии электроэнергетики Казахстана появился ряд неблагоприятных тенденций, которые необходимо устранять в ближайшие годы: старение основных промышленно-производственных фондов, вызвавшее увеличение количества оборудования, выработавшего расчетный и предельный ресурс, что приводит к заметному повышению затрат на ремонт оборудования; снижение темпов роста установленной мощности электростанций, демонтажа устаревшего оборудования и электросетевого строительства, которые в совокупности привели к снижению качества и надежности электроснабжения.

Вопрос электроэнергетической независимости и безопасности Казахстана в целом

следует рассматривать в увязке трех его основных зон: Северной, Южной и Западной, как в части обеспеченности их генерирующими мощностями, так и наличия надежных, достаточных по пропускной способности электрических сетей.

Северный Казахстан - промышленно развитый и обеспеченный первичными энергетическими ресурсами регион, имеет достаточное количество электростанций и развитую электрическую сеть, и имеет возможность передавать избытки электроэнергии в Южный Казахстан, по существующему одноцепному транзиту 500 кВ Север-Юг, и в Россию по сети 1150-500 кВ.

Интенсивное развитие нефтегазодобывающей отрасли в Западном Казахстане привело к росту потребления электроэнергии в регионе, но при недостаточности собственных генерирующих мощностей и слабых электрических связях с другими регионами Казахстана данный регион в настоящее время является дефицитным и вынужден покупать электроэнергию в прилегающих к Казахстану областях России. Вместе с тем, Западный Казахстан обладает значительным потенциалом для быстрого развития собственных генерирующих мощностей, что позволит в ближайшем будущем обеспечить не только электроэнергетическую независимость данного региона, но и создаст серьезный экспортный потенциал электроэнергии.

Электроэнергетика Южного Казахстана развивалась на собственных гидроресурсах, привозном из Северного Казахстана угле и природном газе, поставляемом из Узбекистана. Все четыре области Южного Казахстана по ВЛ 220-500 кВ объединены с областями Северного Казахстана электрической сетью в Единую электроэнергетическую систему страны. Зависимость от привозных ТЭР и недостаток собственных генерирующих мощностей делали регион Южного Казахстана энергодефицитным. Недостаток электроэнергии в основном восполнялся за счет передачи дешевой электроэнергии от крупных ГРЭС Северного Казахстана, работающих на углях Экибастузского бассейна, по транзиту 500 кВ Север-Юг.

Однако, в связи с устойчивой тенденцией роста объема электропотребления в южных регионах Казахстана пропускная способность одноцепного транзита 500 кВ Север-Юг полностью исчерпана (600 МВт) и обозначился дефицит электроэнергии в объеме 1100-1300 млн. кВт.ч, в том числе в наиболее напряженный осенне-зимний период - 750-950 млн. кВт.ч. Ситуация осложнилась в результате полного останова (апрель 2000 г. - декабрь 2001 г.) самого крупного энергоисточника на юге - Жамбылской ГРЭС. Причиной вывода электростанции из работы явилась неконкурентоспособность вырабатываемой на ней электроэнергии из-за высокой стоимости топлива, используемого для работы электростанции: природного газа, поставляемого из Узбекистана (45 долл./1000 м³) и отечественного мазута (47 долл./т).

В этой связи Правительством РК было принято Постановление за N 1649 от 15

декабря 2001 г. "О неотложных мерах по обеспечению стабильного электроснабжения потребителей Южного Казахстана" и выделены дотации государства в размере 200 млн. тенге для запуска и работы Жамбылской ГРЭС в осенне-зимний период 2001-2002 гг.

В указанный период Жамбылская ГРЭС успешно работала 2-3 блоками и выработала 525 млн. кВт.ч электроэнергии, что благоприятно сказалось на электроснабжении потребителей: рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане увеличился за 6 месяцев текущего 2002 года на 7% по сравнению с прошлым годом, а в Жамбылской области - на 15%.

Однако рост электропотребления и электрических нагрузок в регионе может потребовать включения в работу в осенне-зимний период с каждым годом все большего количества энергоблоков на ЖГРЭС. Но следует отметить, что к 2007-2010 годам в работе могут остаться всего лишь 3 энергоблока, так как блоки 1-3 к этому времени выработают свой парковый ресурс. В связи с этим вопросы обеспечения южного региона Казахстана не могут быть решены только за счет работы Жамбылской Г Р Э С .

Увеличение выработки электроэнергии в осенне-зимний период на ЖГРЭС будет приводить к росту дотаций на топливо. При этом безвозвратные затраты республиканского бюджета только в период до 2005 г. включительно составят более 10 млн. долл. США. В последующее пятилетие указанная сумма возрастет, как минимум, в 1 , 5 р а з а .

Таким образом, можно отметить, что выделение дотационных средств только на приобретение топлива, не решает проблемы электрообеспечения южного региона страны в достаточном количестве дешевой электроэнергией, но приводит к безвозвратным затратам республиканского бюджета.

Вопрос обеспечения южных регионов дешевой электроэнергией вырабатываемой крупными пылеугольными электростанциями Северного Казахстана можно решить за счет строительства второй цепи 500 кВ транзита Север-Юг. При этом пропускная способность транзита Север-Юг Казахстана возрастет до 1500 МВт.

1. Анализ баланса электроэнергии и мощности Южного Казахстана и его прогноз до 2015 года

1.1. Анализ баланса электроэнергии и мощности

Потребление электроэнергии за десять лет с 1990 г. по 1999 г. в Южном Казахстане снизилось на 67%, производство электроэнергии упало на 57%, при этом дефицит электроэнергии, или зависимость от поставок электроэнергии из других районов в регион, снизился с 10,16 млрд. кВт.ч до 1,79 млрд. кВт.ч. Основная причина такого резкого падения уровня электропотребления связана с практически полным прекращением деятельности предприятий химической промышленности. Начиная с

2000 года, страна преодолела экономический кризис и наметилась тенденция к росту промышленного производства, что не замедлило сказаться на росте потребления электроэнергии, как в целом по республике, так и в регионах. Рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане в 2000 г. составил 7,8%, в 2001 г. - 6,7%, ожидаемый рост в 2002 г. - 5,6%. Однако при росте электропотребления производство электроэнергии на электростанциях региона продолжает снижаться. Динамика изменения баланса электроэнергии Южного Казахстана отражена в диаграмме 1.1.1.

Диаграмма 1.1.1. Динамика изменения баланса электроэнергии Южного Казахстана
(См. бумажный вариант)

Генерирующие мощности Южного Казахстана представлены гидроэлектростанциями (525 МВт) и тепловыми электростанциями, работающими на угле (852 МВт) и газомазутном топливе (1614 МВт). Самым крупным энергоисточником региона является Жамбылская ГРЭС (1230 МВт).

Снижение выработки электроэнергии на электростанциях региона связано с нерентабельностью работы газо-мазутных ТЭС из-за роста стоимости природного газа, поставляемого из Узбекистана, и стоимости отечественного мазута, которые привели на энергетическом рынке к неконкурентоспособности производимой на них электроэнергии. При росте потребления и снижении выработки электроэнергии за два прошедших года дефицит Южного Казахстана возрос с 1,79 млрд. кВт.ч до 3,67 млрд. кВт.ч (2000 г.) - 4,53 млрд. кВт.ч (2001 г.). Сложившаяся ситуация привела к предельной нагрузке существующего транзита 500 кВ Север-Юг, по которому, при пропускной способности 600 МВт, за 2001 год было передано 3,43 млрд. кВт.ч. Недостаток электроэнергии, поставляемой по приемлемым для потребителя ценам, приводит к сдерживанию роста электропотребления в южном регионе республики.

Включение в работу энергоблоков Жамбылской ГРЭС в будущем будет зависеть от цены электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности Казахстана (которая с течением времени будет, естественно, повышаться), рыночной стоимости газо-мазутного топлива, возможности предоставления дотаций со стороны государства на приобретение топлива и от других факторов.

Отчетный баланс мощности Южного Казахстана за прошедший с 1990 г. период складывался аналогично балансу электроэнергии с уменьшающимся, а затем возрастающим дефицитом. При снижении максимальной нагрузки в час прохождения зимнего максимума ЕЭС Казахстана с 4195 МВт (1990 г.) до 2056 МВт (2001 г.) дефицит мощности снизился с 1816 МВт (1990 г.) до 512 МВт (1999 г.) и возрос в 2001

г. до 963 МВт. Переток мощности из Центральной Азии снизился с 1735 МВт до 270 МВт, а переток мощности по транзиту Север-Юг увеличился с 81 МВт до 693 МВт за 1990 г. и 2001 г. (диаграмма 1.1.2.)

Диаграмма 1.1.2. Динамика изменения баланса электрической мощности Южного Казахстана
(См. бумажный вариант)

1.2. Прогноз потребления электроэнергии

Прогноз потребления электроэнергии Южного Казахстана (таблица 1.2.1.) разрабатывался на основании индикативных планов развития экономики областей, данных Института экономических исследований Министерства экономики и торговли РК, Концепции социально-экономического развития РК на 2001-2005 гг. и норм удельного расхода электроэнергии на рассматриваемом отрезке времени (год, пятилетие и т.п.) на выпуск того или иного вида продукции промышленного, сельскохозяйственного производства, потребления электроэнергии в сфере услуг (торговля, коммунальное хозяйство и др.) и населением.

Таблица 1.2.1.

Структура электропотребления Южного Казахстана

м л н . к В т . ч				
Отрасли экономики	!2000 г. (отчет)!	2005 г. !	2010 г. !	2015 г.
1. Промышленность	2685	4836	5722	7591
2. Сельское хозяйство	139	200	272	422
3. Строительство	124,5	146	158	171
4. Транспорт и связь	588	607	629	652
5. Сфера услуг	1432	1550	1688	1841
6. Население	2004,5	2131	2264	2500
7. Собственные потребности энергетики	658	840	898	898
8. Потери в сетях	эл. 1860	энергии 1939	в 1959	2020
Итого в эл. энергии	п о т р е б н о с т ь			
	9491	12249	13590	16095

За счет развития горнодобывающей отрасли промышленности, разработки Амангельдинского газового и Кумкольского нефтегазового месторождений,

возобновления деятельности химических предприятий, увеличения переработки нефти на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе, увеличения выпуска машиностроительной продукции, доля промышленности в общем потреблении электроэнергии увеличится с 28% в 2000 г. до 47% в 2015 г., доля электропотребления сельскохозяйственного производства увеличится с 1,5% до 2,6%. Изменение структуры потребления электроэнергии (в процентах) можно проследить по диаграммам 1.2.1. и 1.2.2.

Диаграмма 1.2.1. Структура электропотребления

Южного Казахстана в 2000 г.

(См. бумажный вариант) Диаграмма 1.2.2. Структура электропотребления

Южного Казахстана в 2015 г.

(См. бумажный вариант)

Анализ прогноза потребления электроэнергии в Южном Казахстане показывает, что в структуре по областям преобладает доля Алматинской области с дальнейшим ее снижением - от 50% в 2000 г. до 38% в 2015 году и одновременным увеличением доли Жамбылской области - с 20% в 2000 г. до 31% в 2015 году. Доли же Кызылординской и Южно-Казахстанской областей в течение всего прогнозного периода остаются постоянными - в пределах 8 и 22% соответственно. Наибольший рост потребления электроэнергии приходится на Жамбылскую область - за 2000-2015 годы он составит 166% против 29% роста электропотребления в Алматинской области, 100% в Кызылординской области и 66% в Южно-Казахстанской области (таблица 1.2.2.).

Таблица 1.2.2.

Прогноз электропотребления до 2015 г. по областям Южного Казахстана

млрд. кВт.ч

	!2000 г. (отчет)	!2005 г.	!2010 г.	!2015 г.
Алматинская область	4,79	5,19	5,51	6,17
Жамбылская область	1,87	3,54	3,95	4,97
Кызылординская область	0,78	0,93	1,26	1,56
Южно-Казахстанская область	2,05	2,59	2,87	3,4
Всего по Южному Казахстану	9,49	12,25	13,59	16,1

1.3. Прогноз баланса

Баланс электроэнергии основывается на прогнозе будущего потребления электроэнергии и возможном производстве электроэнергии электростанциями региона. Основу баланса мощности составляет расчет максимальной нагрузки региона, необходимого резерва мощности и рабочей мощности электростанций или мощности генерации, участвующей в покрытии максимальной нагрузки.

Прогноз производства электроэнергии в перспективный период до 2015 г. основывался на наличии генерирующих источников в регионе и их загрузке. При установленной мощности генерирующих источников Южного Казахстана 1761 МВт (без учета мощности ЖГРЭС), располагаемая мощность составляет 1199 МВт, в том числе ГЭС - 335 МВт, ТЭЦ - 864 МВт. В 2001 г. на ГЭС было выработано 1,98 млрд. кВт.ч электроэнергии, на ТЭЦ - 3,58 млрд. кВт.ч., в том числе ТЭЦ на угле - 2,92 млрд. кВт.ч, ТЭЦ на газомазутном топливе - 0,66 млрд. кВт.ч. Число часов загрузки угольных ТЭЦ составило 4500 часов, ТЭЦ на газо-мазутном топливе - 3000 часов. Причиной столь низкой загрузки газо-мазутных электростанций являются высокая стоимость импортного природного газа и отечественного мазута.

Отсутствие реальных инвесторов ставят под сомнение возможность строительства в ближайшей перспективе новых крупных электростанций, в частности Кербулакской и Майнакской ГЭС в Южном Казахстане, необходимых для снижения дефицита пиковых мощностей в регионе. Реальным пусковым объектом является ГТЭС (50 МВт) на разрабатываемом нефтегазовом месторождении Кумколь к 2005 году.

В основу расчетов прогнозных балансов электроэнергии и электрической мощности в период до 2015 г. был положен взвешенный подход обновления генерирующих мощностей региона за счет инвестиций, осуществляемых владельцами электростанций. Располагаемая мощность электростанций региона на уровне 2015 г. оценивается в 1811 М В т .

Особо отметим, что перспективные балансы были спрогнозированы как с учетом возможности участия Жамбылской ГРЭС в покрытии годового максимума нагрузки и производства электроэнергии на ней в осенне-зимний период, так и без нее.

Прогноз производства электроэнергии на электростанциях рассматриваемого региона приведен в таблице 3, с учетом и без учета работы ЖГРЭС в осенне-зимний период:

Таблица 1.3.1.

Прогноз производства электроэнергии на электростанциях Южного Казахстана

млрд. кВт.ч

!2001 г. (отчет)!2005 г.!2010 г.!2015 г.

Алматинская область	4,51	4,5	4,5	4,5
Жамбылская область	0,1	0,2	0,2	0,2
Кызылординская область	0,11	0,45	0,45	0,45
Южно-Казахстанская область	0,84	0,9	0,9	0,9

Всего по Южному Казахстану (с учетом ЖГРЭС)	5,6	7,75	8,35	8,35
--	-----	------	------	------

Всего по Южному Казахстану (без учета ЖГРЭС)	5,6	6,05	6,05	6,05
---	-----	------	------	------

Баланс составлен исходя из производства электроэнергии в Южном Казахстане с учетом и без учета работы ЖГРЭС, а также с учетом постоянного, вплоть до 2015 года, импорта электроэнергии из Кыргызстана в объеме 1 млрд. кВт.ч в год во время вегетационного периода. В балансе мощности предусмотрен необходимый резерв мощности в размере до 15% от максимальной нагрузки. Рост потребления электроэнергии предусмотрен от 9,49 млрд. кВт.ч в 2000 году до 16,1 млрд. кВт.ч в 2015 году, т.е. в среднем 4,6% в год, в том числе - 5,7% в год за 2000-2005 гг., 2,1% в год за 2006-2010 гг. и 3,8% в год за 2010-2015 гг.

Составленный с учетом вышеизложенного прогнозный баланс мощности и электроэнергии в Южном Казахстане показывает, что в период за 2005-2015 годы дефицит электроэнергии увеличится: от 3,45 млрд. кВт.ч в 2005 году до 6,75 млрд. кВт.ч в 2015 году при работе ЖГРЭС и от 5,15 млрд. кВт.ч до 9,05 млрд. кВт.ч, соответственно в 2005 и 2015 годах, без работы ЖГРЭС; мощности - соответственно от 800 до 1370 МВт при работе ЖГРЭС и от 1160 до 1900 МВт без работы ЖГРЭС.

Наличие столь значительных дефицитов электрической энергии и мощности требует уже к 2005 г. принятия кардинальных мер по обеспечению надежного энергоснабжения южных регионов и ликвидации возникающей потенциальной угрозы энергетической безопасности Республики. Решение данной задачи следует осуществить

на базе:

- строительства второй цепи 500 кВ транзита Север-Юг;
- реконструкции энергоблоков Жамбылской ГРЭС.

Оценка экономической эффективности запуска в работу энергоблоков ЖРЭС выявила следующие:

- при сжигании на ЖГРЭС узбекского газа (55 \$/1000 м³ на горелке котла электростанции к 2005 году) себестоимость вырабатываемой электроэнергии составит 2,6 цент/кВт.ч (4,0 тенге/кВт.ч);

- при сжигании на ЖГРЭС мазута, поставляемого с АО ШНОС (по цене 8650 тенге/

тонна), себестоимость электроэнергии составит 2,25 цент/кВт.ч (3,5 тенге/кВт.ч);

- стоимость электроэнергии, поставляемой в Южный Казахстан от Экибастузских ГРЭС по электропередачи 500 кВ Север-Юг, составляет порядка 1,3 цент/кВт.ч.

Следовательно, для производства конкурентоспособной электроэнергии на ЖГРЭС потребуются ежегодные государственные дотации в десятки миллионов долларов для обеспечения конкурентоспособных поставок электроэнергии, вырабатываемой данной электростанцией.

В связи с этим, в ближайшем будущем вопрос обеспечения Южного Казахстана электроэнергией по приемлемым для потребителя ценам будет стоять весьма остро. Данная проблема может быть решена путем дополнительной подачи электроэнергии от крупных пылеугольных электростанций северного Казахстана по транзиту Север-Юг. Это обуславливает необходимость строительства второй ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг.

Говоря о необходимости строительства второй линии 500 кВ транзита Север-Юг, необходимо проанализировать возможность дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях Северного Казахстана в рассматриваемый перспективный период для обеспечения полной загрузки этой линии.

В регионе Северного Казахстана сконцентрировано более 70% суммарной установленной мощности электростанций Казахстана - установленная мощность электростанций Северного Казахстана составляет 13106 МВт, располагаемая мощность - 9768 МВт (данные ЦДУ ЕЭС Казахстана по состоянию на 01.01.2001 г.).

Однако, высокая степень физического износа основного технологического оборудования обуславливает возможность выбытия в течение 2001-2015 г. значительных величин генерирующих мощностей, полностью выработавших свой ресурс. Указанное требует принятия первоочередных мер по реконструкции энергоблоков наиболее крупной электростанции - ЭГРЭС-1 и вводу третьего блока на ЭГРЭС-2. В противном случае, рост электрических нагрузок приведет к возникновению дефицита электроэнергии в данном регионе уже к 2010 г. Это отчетливо видно на диаграмме 1.3.1., где представлен пессимистический сценарий ситуации выбытия генерирующих мощностей в ОЭС Северного Казахстана (без принятия мер к замещению выбывающих мощностей путем их модернизации и реконструкции).

**Прогноз снижения генерирующих мощностей
Северного Казахстана при непринятии мер
по реконструкции крупных ГРЭС и выбытии
их генерирующих мощностей вследствие
полной выработки рабочего ресурса, МВт**

(пессимистический вариант) Диаграмма 1.3.1.

(См. бумажный вариант)

Для сохранения мощного генерирующего потенциала ОЭС Северного Казахстана необходима реабилитация в первую очередь одной из крупнейших электростанций - Экибастузской ГРЭС-1, при этом располагаемая мощность электростанции должна увеличиться с 1630 МВт до 2290 МВт в 2005 году и до 3100 МВт в 2010 году. Полная потребность в инвестициях на реабилитацию энергоблоков составит в период 2001-2005 гг. - 120 млн. долл. США (удельные затраты 180 долл. США за 1 кВт мощности), в период 2006-2010 гг. - 160 млн. долл. США (удельные затраты 200 долл. США за 1 кВт мощности). Предполагается ввод в работу третьего блока 500 МВт на Экибастузской ГРЭС-2 после 2005 года (инвестиции 190 млн. долл. США).

В рассматриваемый перспективный период предстоит также расширение Акмолинской ТЭЦ-2 (115 МВт) для нужд электро- и теплоснабжения г. Астаны, необходимый объем инвестиций - 21-23 млн. долл. США.

С учетом изложенных основных позиций по восстановлению энергоблоков ЭГРЭС-1 и ЭГРЭС-2 (с вводом в действие 3-го энергоблока) был составлен взвешенный вариант прогноза баланса мощностей потребления и генерации электроэнергии в ОЭС Северного Казахстана на период до 2015 г. (диаграмма 1.3.2.).

Прогноз изменения мощности электростанций

Северного Казахстана с восстановлением и вводом

новых мощностей и с учетом выдачи мощности на Юг, МВт Диаграмма 1.3.2.

(См. бумажный вариант)

Диаграмма отражает динамику изменения прогнозного баланса мощностей потребления и генерации Северного Казахстана до 2015 года, при условии реабилитации генерирующих мощностей Экибастузских ГРЭС-1,2. При выполнении этого условия ОЭС Северного Казахстана остается энергоизбыточной, несмотря на достаточно интенсивный рост электрических нагрузок до 2015 г. В этих условиях сооружение второй цепи ВЛ-500 кВ транзита Север-Юг позволит передавать в южные регионы Казахстана до 1300-1400 МВт электрической мощности.

Таким образом, прогноз развития экономики Южного региона РК на период до 2015 г., в том числе уровня электропотребления, показал, что покрытие роста электропотребления Южного региона, на указанную перспективу требует восстановления ЖГРЭС на базе реконструкции ее энергоблоков и строительство второй линии электропередачи транзита Север-Юг.

2. Обзор прединвестиционного ТЭО проекта Север-Юг, подготовленного компанией RWE Solutions

В данном разделе представлен обзор прединвестиционного ТЭО проекта Север-Юг, разработанного компанией RWE Solutions (Германия) совместно с Lahmeyer International (Германия) и Севзапэнергопроект (Россия).

2.1. Характеристика действующего одноцепного транзита 500-220 кВ Север-Юг Казахстана

Существующий транзит Север-Юг Казахстана включает в себя электрические сети напряжение 220-500 кВ, которые проходят по территории пяти областей: Карагандинской (регион Северного Казахстана) и Алматинской, Жамбылской, Кызылординской, Южно-Казахстанской (регион Южного Казахстана).

Электроснабжение потребителей в зоне действия транзита 220-500 кВ осуществляется путем получения электроэнергии, производимой на собственных региональных электростанциях и передачи электроэнергии от крупных электростанций национального значения: Экибастузских ГРЭС-1,2 и Аксуйской ГРЭС.

Основное назначение транзита 500 кВ Север-Юг - покрытие дефицита электроэнергии потребителей Южного Казахстана. Протяженность передачи составляет 1500 км. Для существующих линий электропередачи 220-500 кВ Экибастуз - Нура - Агадырь - ЮКГРЭС - Алматы - Бишкек - Жамбыл, по которым осуществляется передача электроэнергии в южные области республики, установлена, с учетом неустойчивой работы энергосистем государств Центральной Азии, пропускная способность 600 МВт и транзит работает с максимальной загрузкой.

По соотношению пропускной способности и вращающихся "масс" соединяемых энергообъединений существующий транзит Север-Юг является "слабой связью", вследствие чего, имеет следующие недостатки:

- недостаточная пропускная способность транзита (600 МВт) для режима параллельной работы ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии по причине возможных нарушений статической устойчивости из-за аварийных небалансов и неудовлетворительного соблюдения контрактных сальдо-перетоков мощности и электроэнергии энергосистемами ОЭС Центральной Азии;

- низкая надежность транзита Север-Юг по причине его одноцепного исполнения, в связи, с чем при аварийном отключении любой из ВЛ-500 кВ или при выводе в ремонт (за исключением Л-514 А) происходит прекращение параллельной работы северной и южной частей ЕЭС Казахстана и соответственно поставок электроэнергии в южный регион;

- сеть 500 кВ достаточно скомпенсирована по реактивной мощности. Однако в примыкающей сети 220 кВ имеет место значительный не скомпенсированный избыток реактивной мощности, что при малых величинах транзитного перетока приводит к

высоким уровням напряжения 220 и 500 кВ на подстанциях транзита и сложности ввода в ремонт одного из реакторов 500 кВ на ПС Агадырь, ЮКГРЭС, Алматы с сохранением в работе транзита;

- недостаточная пропускная способность транзита Север-Юг приводит к необходимости покупки резервов мощности и электроэнергии в энергосистемах ОЭС Центральной Азии из-за отсутствия достаточного резерва генерирующей мощности в Южном Казахстане (ситуация усугубляется остановом Жамбылской ГРЭС ввиду неконкурентоспособности вырабатываемой ею электроэнергии из-за сохранения высоких цен на газо-мазутное топливо);

- проведение плановых ремонтов сети 500 кВ приводит к необходимости прекращения параллельной работы по транзиту Север-Юг и покупки электроэнергии и мощности потребителями Южного Казахстана в ОЭС Центральной Азии;

- частая работа противоаварийной автоматики транзита Север-Юг на отключение потребителей (действием САОН) и отключение реакторов 500 кВ, частая оперативная коммутация реакторов 500 кВ для регулирования напряжения.

Вопрос обеспечения южных регионов республики необходимыми объемами дешевой электроэнергии и достижения энергетической безопасности южных регионов, может быть решен за счет усиления электропередачи 500-220 кВ Север-Юг Казахстана путем сооружения второй цепи 500 кВ.

2.2. Технические решения усиления транзита Север-Юг и их стоимостные показатели

При разработке прединвестиционного ТЭО рассматривались два варианта усиления транзита Север-Юг Казахстана:

- Строительство транзита 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл (вариант без захода на ПС Шу).

- Строительство транзита 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл. При этом ВЛ-514А (Алматы - Бишкек) разрезается и подключается к ОРУ-500 кВ подстанции (ПС) Шу (вариант с заходом на ПС Шу).

Кроме того рассматривались два варианта исполнения проектируемых ВЛ:

- трех проводное исполнение;
- четырех проводное исполнение.

Длина проектируемых ВЛ 500 кВ определена следующей:

-	Экибастуз	-	Агадырь	-	508	км;
-	Агадырь	-	ЮКГРЭС	-	385	км;
-	ЮКГРЭС	-	Жамбыл	-	512	км;
-	ЮКГРЭС	-	Шу	-	270	км;
-	Шу	-	Жамбыл	-	280	км.

Выполненные расчеты по транзиту Север-Юг Казахстана при параллельной работе ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии позволили определить

величину	допустимых	перетоков:
	Существующий	транзит Север-Юг
-	допустимый	переток 750 МВт.
При строительстве второй линии 500 кВ транзита Север-Юг		
а)	в трех	проводном исполнении
-	допустимый	переток 1250 МВт;
б)	в четырех	проводном исполнении
-	допустимый	переток 1400 МВт.

Для дальних линий электропередачи, к которым можно отнести транзит 220-500 кВ Север-Юг Казахстана, характерны проблемы снижения предельной мощности с возрастанием длины (длина транзита более 1000 км), а также трудности с коммутацией реакторов, необходимость глубокого ограничения перенапряжений.

Управляемые реакторы (УР) изменяют потребляемую реактивную мощность от 0 до 100% номинальной мощности, а также, при необходимости, могут осуществлять многократную параметрическую форсировку ($Q_p = 8-10 S_{\text{ном}}$) потребляемой мощности, благодаря чему управляемые реакторы обеспечивают глубокий уровень ограничения коммутационных перенапряжений (диаграмма 2.2.1.).

Регулирование напряжения при изменении перетока мощности вплоть до предельно с помощью ШР **Диаграмма 2.2.1.** (См. бумажный вариант)

Использование управляемых реакторов позволяет существенно улучшить качество регулирования напряжения (напряжения в токах подключения УР остаются на уровне заданных), особенно в точках ПС Агадырь и ПС ЮКГРЭС и при этом полностью отсутствует проблема коммутации нерегулируемых шунтирующих реакторов (ШР). Благодаря УР стало возможным отключение большей части ШР, что привело к повышению предела передаваемой мощности по транзиту Север-Юг, в результате допустимые перетоки мощности при использовании на транзите УР составляют:

- а) в трех проводном исполнении фаз
 - допустимый переток - 1350 МВт, против 1250 МВт при установке неуправляемых реакторов;
- б) в четырех проводном исполнении фаз
 - допустимый переток - 1500 МВт, против 1400 МВт при установке неуправляемых реакторов.

Регулирование напряжения по Агадырь при изменении перетока мощности вплоть до предельного с помощью УШР

(1 УР по Агадырь, 1 УР по ЮКГРЭС) Диаграмма 2.2.2.
(См. бумажный вариант)

Капитальные затраты на сооружение ВЛ-500 кВ определены в двух вариантах. По первому варианту определена стоимость строительства трех одноцепных ВЛ-500 кВ Экибастуз - Агадырь (508 км), Агадырь - ЮКГРЭС (385 км) и ЮКГРЭС - Шу (270 км). Общая протяженность трех ВЛ-500 кВ составляет 1163 км. По второму варианту стоимость строительства ВЛ-500 кВ определена без захода ВЛ на ПС Шу. От ЮКГРЭС линия следует до ПС Жамбыл и протяженность данного участка 512 км. Первые два участка остаются без изменения, общая протяженность ВЛ-500 кВ составляет 1405 км. Для сооружения ВЛ-500 кВ традиционной конструкции в трех и четырех проводном исполнении используются унифицированные и типовые стальные и железобетонные опоры с расстоянием между проводами соседних фаз 12,0 м. Расстояние между проводами фазы в пролете поддерживается: а) для трех проводного исполнения - 400 мм; б) для четырех проводного исполнения - 600 мм. Количество опор на линиях электропередачи определено с учетом климатических зон региона прохождения трасс ВЛ-500 кВ, габарита фазного провода до земли (8 м) и других условий. Количество опор по линиям представлено в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Количество опор по линиям второй цепи транзита Север-Юг

Н ! п/п!	ВЛ-500 кВ	! 3-х проводное ! ! исполнение, шт !	4-х проводное исполнение, шт
1	Экибастуз-Агадырь	1463	1569
2	Агадырь-ЮКГРЭС	1106	1185
3	ЮКГРЭС-Жамбыл	1316	1553
4	ЮКГРЭС-Шу	736	821

Стоимость сооружения ВЛ-500 кВ в трех и четырех проводном исполнении по двум вариантам приведена в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2.

Наименование объекта	! 3-х проводн., !млн. долларов США!	! 4-х проводн., !млн. долларов США!
ВЛ -500 кВ Экибастуз - Агадырь	104,24	114,66
ВЛ-500 кВ Агадырь - ЮКГРЭС	66,73	73,41
ВЛ-500 кВ ЮКГРЭС - Шу	52,62	59,99

ВЛ-500 кВ ЮКГРЭС - Жамбыл	100,77	121,93
Итого по I варианту (Шу)	223,59	248,06
Итого по II варианту (Жамбыл)	217,74	310,00

Новая ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг общей протяженностью 1163 км или 1405 км на своем пути подключается к существующим ОРУ 500 кВ действующих электростанций и подстанций 500 и 220 кВ:

- ОРУ 500 кВ Экибастузской ГРЭС;
- ОРУ 500 кВ ЮКГРЭС;
- ПС 500 кВ Агадырь;
- ПС 220 кВ Шу;

- ПС 500 кВ Жамбыл.

Схемы подключения новой ВЛ 500 кВ электропередачи выбраны в соответствии с действующими схемами существующих объектов:

- на Экибастузской ГРЭС - по "полуторной" схеме с использованием существующих выключателей;
- на ЮКГРЭС - по "полуторной" схеме;
- на ПС Агадырь - через два выключателя к существующим системам шин;
- на ПС 220 кВ Шу схема нового ОРУ 500 кВ - "четыреугольник" для подключения одной новой ВЛ 500 кВ от ЮКГРЭС, двух ВЛ на ПС Алматы и Жамбыл, образованных от разрезания существующей ВЛ 500 кВ "Бишкек - Алматы", и одного автотрансформатора 500/220 кВ для связи с действующей подстанцией 220 кВ;
- на ПС 500 кВ Жамбыл - схема "треугольника" преобразовывается в схему "четыреугольника".

Каждый реактор 500 кВ подключается к своей линии через выключатель. Для защиты от перенапряжений предусмотрена установка ограничителей перенапряжений у реакторов и автотрансформатора 500/220 кВ. Для питания устройств релейной защиты в ячейках реакторов 500 кВ предусмотрена установка трансформаторов тока. Выключатели и трансформаторы тока 500 кВ намечено применить с элегазовой изоляцией, трансформаторы напряжения - емкостные на каждой вновь подключаемой линии.

Расширение действующих ОРУ 500 кВ в связи с подключением ВЛ 500 кВ новой передачи Север-Юг выполняется с учетом использования существующих обще подстанционных сооружений. Необходимость расширения существующих зданий обще подстанционных пунктов управления (ОПУ) должна быть определена при конкретном проектировании объектов.

Компоновка новых ячеек для подключения ВЛ 500 кВ предусматривается идентичной существующей. При определении требуемого количества оборудования учитывалось наличие его в первоначальной схеме. Вопрос о дополнительной площади

под новые ячейки необходимо решить при конкретном проектировании на следующих стадиях. На подстанции 220 кВ Шу требуется место для размещения нового ОРУ 500 кВ и автотрансформатора 500/220 кВ. При выборе его желательно учесть возможность использования существующих обще подстанционных сооружений подстанции 220 кВ. Необходимо проработать вопрос организации на подстанции 500 кВ системы автоматического пожаротушения с помощью воды или газа. На расширяемых подстанциях и ОРУ 500 кВ Экибастузской ГРЭС, ЮКГРЭС, Агадырь и Жамбыл установка реакторов 500 кВ требует проведения реконструкции существующей сети автоматического водяного пожаротушения, либо выполнения новых реакторов с устройствами подключения локальной газовой системы по предотвращению пожара в н у т р и р е а к т о р а 5 0 0 к В .

Стоимость строительства расширяемых и нового ОРУ 500 кВ определена с учетом заводских цен оборудования 500 кВ, полученных в 1999-2001 г. для строительства других объектов. Стоимость строительно-монтажных работ принята в процентах от стоимости оборудования в соответствии с "Укрупненными показателями стоимости подстанций" с введением коэффициента, который учитывает, что текущая стоимость строительно-монтажных работ повысилась меньше, чем стоимость высоковольтного о б о р у д о в а н и я 5 0 0 к В .

Стоимости строительства подстанций представлены в таблице 2.2.3. и составлены для двух вариантов конструкции ВЛ 500 кВ:

Таблица 2.2.3.

Наименование подстанции	! I вариант ! ! с ПС Шу, ! ! тыс. долл. США !	II вариант без ПС Шу, тыс. долл. США
Экибастузская ГРЭС	8707	8707
ПС Агадырь	15444	15444
ЮКГРЭС	9521	9521
ПС Шу	15948	-
ПС Жамбыл	-	5621
Итого	49620	39293

Определение необходимого объема инвестиций в сооружение второй цепи ВЛ 500 кВ Север-Юг выполнено на основании проектно-конструкторских решений о т р а ж е н н ы х в ы ш е .

Линии электропередачи 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Шу и Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл не идентичны друг другу и включают альтернативные

решения, поэтому затраты на строительство представлены отдельно по каждому конкретному участку. Затраты на сооружение второй цепи ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг для двух вариантов приведены в таблицах 2.2.4. и 2.2.5.

Таблица 2.2.4.

I вариант с ПС Шу

Наименование участков ВЛ 500 кВ !км	!Протяженность! !участков ВЛ, !3-х проводная ВЛ	Стоимость строительства, млн. долл. США	!4-х проводная ВЛ
Экибастуз - Агадырь	508	121,26	131,68
Агадырь - ЮКГРЭС	385	77,95	84,63
ЮКГРЭС - Шу	270	74,0	81,37
Итого	1163	273,21	297,68

Таблица 2.2.5.

II вариант без ПС Шу

Наименование участков ВЛ 500 кВ !км	!Протяженность! !участков ВЛ, !3-х проводная ВЛ	Стоимость строительства, млн. долл. США	!4-х проводная ВЛ
Экибастуз - Агадырь	508	121,06	131,45
Агадырь - ЮКГРЭС	385	80,44	87,12
ЮКГРЭС - Жамбыл	512	115,58	136,74
Итого	1405	317,05	355,31

Анализ вариантов усиления электропередачи транзита Север-Юг Казахстана показывает, что наиболее оптимальным вариантом является I вариант с заходом на подстанцию Шу. Строительство данного участка по сравнению с традиционным вариантом сооружения электропередачи ЮКГРЭС - Жамбыл (512 км) позволит значительно сократить длину электропередачи, а, следовательно, существенно сократить суммарный объем инвестиций в сооружение второй цепи транзита.

Дополнительное решение при строительстве линии 500 кВ на участке ЮКГРЭС - Шу с ОРУ 500 кВ ПС Шу и заходами на ВЛ-500 кВ Алматы - Бишкек имеет следующие

п о л о ж и т е л ь н ы е

с т о р о н ы :

- Возможность включения ВЛ 500 кВ ПС Шу - ПС Бишкек в транзит с линией 500 кВ Бишкек - Жамбыл до ПС Жамбыл через перемычку, минуя заход на ПС Бишкек, в случае необходимости создания режима раздельной работы ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии.

- Повышает надежность работы транзита ЮКГРЭС - Алматы, и частично на участках Алматы - Бишкек и ЮКГРЭС - Бишкек до ПС Шу.

- Возможность получения дополнительной компенсации реактивной мощности на транзите ЮКГРЭС - Алматы - Бишкек и ЮКГРЭС - Бишкек, с включением одного-двух реакторов на ПС Шу.

- За счет сокращения протяженности транзита обеспечивает увеличение передачи электроэнергии в южный регион Казахстана на 800 млн. кВт.ч, увеличивая тем самым суммарную пропускную способность транзита Север-Юг.

- Снижает время вынужденной раздельной работы ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии, в период проведения ремонтной кампании, за счет поочередного вывода в ремонт отдельных линий кольца 500 кВ ЮКГРЭС - Алматы - Шу - ЮКГРЭС без разрыва транзита.

- Повышает надежность электроснабжения Алматинской области за счет создания кольцевой сети 500 кВ.

Строительство второй цепи ВЛ-500 кВ транзита Север-Юг позволит:

- существенно увеличить пропускную способность транзита Север-Юг, решить проблему увеличения поставок в южные регионы Казахстана относительно дешевой электроэнергии пылеугольных Экибастузских ГРЭС и тем самым обеспечит надежность электроснабжения потребителей Юга на среднесрочную перспективу;

- резко повысить надежность электроснабжения потребителей южного региона Казахстана при аварийных отключениях любого участка существующей и проектируемой линии 500 кВ с возможным отделением ОЭС Центральной Азии от ЕЭС Казахстана;

- достигнуть энергетической безопасности южного региона Казахстана, резко уменьшив его зависимость от импорта электрической энергии из республик Средней Азии.

2.3. Оценка экономической эффективности проекта Север-Юг

Цель экономического анализа прединвестиционного ТЭО - обоснование экономической целесообразности сооружения второй линии электропередачи напряжением 500 кВ, объединяющей северный и южный регионы Республики Казахстан с точки зрения национальной экономики.

В качестве альтернатив покрытия дефицита электроэнергии и мощности в Южном Казахстане рассматривались:

1) Строительство второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита

С е в е р - Ю г ;

2) Строительство электростанций на юге/восстановление Жамбылской ГРЭС.

Расчеты производились для двух вариантов усиления транзита Север-Юг:

- ЛЭП Экибастуз-Шу (Жамбыл), традиционной конструкции с фазой из 3-х

П р о в о д о в ;

- ЛЭП Экибастуз-Шу (Жамбыл), традиционной конструкции с фазой из 4-х

П р о в о д о в .

В финансово-экономической части исследовались 12 сценариев, с измененными следующими параметрами:

1. Цены на нефть (от 15 \$ до 30 \$ за баррель);

2. Цены на уголь (от 5 \$ до 20 \$ за тонну);

3. Способы пополнения генерирующих мощностей:

- реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 100 \$/кВт и строительство новой комбинированной электростанции на газе/мазуте мощностью 280 МВт в Южном Казахстане стоимостью 700 \$/кВт;

- реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 200 \$/кВт и строительство новой комбинированной электростанции на газе/мазуте мощностью 280 МВт в Южном Казахстане стоимостью 700 \$/кВт;

- реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 200 \$/кВт и реконструкция электростанции в Жамбыле с расходами 400 \$/кВт.

4 . Л Э П :

- короткая - Экибастуз-Шу;

- длинная - Экибастуз-Жамбыл.

5. Спрос на электричество в Южном Казахстане:

- базовый сценарий спроса, по которому дефицит мощности на юге к 2015 году составит порядка 1 920 МВт;

- базовый сценарий минус 10%;

- базовый сценарий минус 15%.

В качестве базового сценария был выбран сценарий, предусматривающий строительство короткой линии электропередачи - Экибастуз-Шу, реконструкцию электростанции в Экибастузе с расходами 200 \$/кВт и строительство электростанции в Жамбыле стоимостью 700 \$/кВт, стоимость нефти принята на уровне 20 \$/баррель.

Стоимость инвестиций принята на уровне **273 млн. долл.** - для строительства линии с фазой из 3-х проводов и **298 млн. долл.** - для строительства линии с фазой из 4-х проводов.

Технологический расход электроэнергии (потерь) на линии с фазой из 3-х проводов

- 15%, на линии с фазой из 4-х проводов - 13%.

Сравнение альтернатив производилось на основе расчета **Чистой приведенной стоимости издержек** по строительству второй линии транзита Север-Юг (строительству /восстановлению электростанции на юге), вводу дополнительных мощностей, выработке и транзиту электроэнергии. Альтернатива с наименьшей Чистой приведенной стоимостью - лучший выбор. Данный метод оценки обычно используется для сравнения альтернативных (конкурирующих или взаимоисключающих) способов получения одного и того же результата. При этом выгоды (доходы) от обеих альтернатив равны.

Для экономической оценки проекта были приняты следующие основные допущения :

- государственные субсидии, налоги и другие обязательные платежи в бюджет (трансферты) и прочие подобные факторы не рассматривались; цель данного анализа - оценка целесообразности реализации проекта с точки зрения национальной экономики, поэтому в модель заложены только реальные экономические затраты;

- инвестиционные расходы на генерирующие мощности и сооружение линий электропередачи приняты по мировым рыночным ценам;

- постоянные эксплуатационные затраты, с учетом стоимости местной рабочей силы, приняты на уровне 50% от мировых рыночных цен.

Результат экономического анализа показал, что строительство линии электропередачи Север-Юг экономически оправдано практически во всех рассматриваемых случаях. Наиболее оптимальным вариантом по результатам большинства сценариев является строительство ЛЭП Экибастуз-Шу традиционной конструкций с фазой из 4-х проводов.

Строительство линии электропередачи Экибастуз-Шу менее выгодно, чем восстановление Жамбылской ГРЭС при одновременном наличии следующих условий:

- при цене на уголь 20 \$ за тонну, на нефть - 15 \$ за баррель, расходах на реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе 100 \$/кВт, при базовом уровне спроса на электроэнергию в Южном Казахстане, в традиционном исполнении с фазой из 4-х проводов - при ставках дисконтирования от 0 до 3%, в традиционном исполнении с фазой из 3-х проводов - при ставках дисконтирования от 0 до 9%

или

- при цене на уголь 20 \$ за тонну, на нефть - 15 \$ за баррель, расходах на реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе 200 \$/кВт при любых ставках дисконтирования от 0 до 15%.

Ввиду того, что дополнительный доход от транзита электроэнергии по длинной линии - Экибастуз-Жамбыл недостаточен для покрытия дополнительных издержек, связанных со строительством линии, данный вариант оценивается только в одном сценарии, при котором цена на нефть принята на уровне 20 \$ за баррель, расходы на

реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе - 200 \$/кВт, спрос на электроэнергию в Южном Казахстане - на базовом уровне. Результат оценки этого сценария показал, что при ставках дисконтирования 12-15%, строительство линии Экибастуз-Жамбыл с фазой из 3-х проводов становится менее выгодным, чем восстановление Жамбылской ГРЭС.

По результатам анализа были выявлены следующие **основные закономерности** :

- Экономическая целесообразность строительства линии электропередачи Север-Юг
 возрастает, если :

		Цена на уголь		снижается :	
Стоимость угля		\$/тонна	5	10	20
NPV*	север-юг	млн.\$	1229	1330	1533
NPV*	эл/ст.юг	млн.\$	1628	1628	1628
разница	млн.\$	339	298	95	

- Цена на нефть растет:

Стоимость нефти		\$/баррель	15	20	25
NPV*	север-юг	млн.\$	1172	1229	1285
NPV*	эл/ст.юг	млн.\$	1442	1628	1815
разница	млн.\$	270	339	530	

- Спрос на электричество в Южном Казахстане увеличивается

Спрос		Базовый		Базовый-10%	Базовый-15%	
NPV*	север-юг	млн.\$		1229	879	693
NPV*	эл/ст.юг	млн.\$		1628	1187	944
разница	млн.\$	399	308	251		

- При цене на уголь меньше 16 \$ за тонну во всех рассматриваемых случаях строительство линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг экономически более выгодно, чем восстановление электростанции на юге.

* NPV издержек по базовому сценарию

3. Экономико-финансовый анализ проекта Север-Юг

3.1. Оценка рентабельности проекта Север-Юг

Оценка производилась для двух вариантов исполнения проектируемой ВЛ - 3-х проводного и 4-х проводного. В расчетах были приняты следующие основные допущения:

Баланс электроэнергии Южного Казахстана

Прогнозы потребления и выработки электроэнергии в Южном Казахстане в период с 2002 по 2022 годы (приложения 1.а. и 1.б.) разработаны на основе Концепции

социально-экономического развития Республики Казахстан на 2001-2005 гг., данных Института экономических исследований МЭиТ РК, с учетом удельной нормы расходования электроэнергии и размещения производств, и индикативных планов развития областей. После 2022 г. объем передачи электроэнергии по второй линии транзита Север-Юг принят на уровне 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), ввиду того, что по прогнозу уже к 2022 г. даже при полной загрузке транзита Север-Юг дефицит электроэнергии Южного Казахстана (необходимая выработка ЖГРЭС) составит 4,2 млрд. кВт.ч (3,4 млрд. кВт.ч).

Макроэкономические показатели

Расчеты произведены в долларах США, без учета инфляции и изменения курса национальной валюты.

Период анализа

Период анализа - 2002-2054 гг. - 50 лет с момента ввода в эксплуатацию 1-го участка второй линии. Базовый год для расчета финансовых показателей - 2002 г.

Тариф на передачу электроэнергии

В период с 2002 по 2005 годы средний тариф на передачу электроэнергии принят на уровне, предусмотренном в Бюджете АО "KEGOC" на 2002 г. и в проекте Плана развития ОАО "KEGOC" на 2003-2005 годы (с учетом реализации Проекта модернизации Национальной электрической сети).

В период с 2006 по 2054 годы тариф на передачу электроэнергии принят без изменения на уровне тарифа на 2005 год - 0,64 тенге/кВт.ч.

Для пересчета ставок тарифа в доллары США использовался курс 152,65 тенге (по среднему обменному курсу Национального Банка Республики Казахстан за 6 месяцев 2002 г.).

Инвестиции

Общая стоимость строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг, с учетом непредвиденных расходов, затрат на экспертизу проекта, таможенных пошлин и т.п., составит порядка 273 млн. долларов (298 млн. долларов). Строительство предполагается осуществлять в 3 этапа (приложения 2.а. и 2.б).

1. 2003 г. - 1-ое полугодие 2004 г. - строительство участка ЮКГРЭС-Шу. Стоимость - 78,1 млн. долларов (85,5 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Шу - 270 км. Подстанции: ПС 500 кВ ЮКГРЭС и ПС 220 кВ Шу.

2. 2-ое полугодие 2004 г. - 1-ое полугодие 2006 г. - строительство участка Экибастуз-Агадырь. Стоимость - 128,4 млн. долларов (138,8 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 508 км. Подстанции: ПС 1150 кВ Экибастузская и ПС 500 кВ Агадырь.

3. 2-ое полугодие 2006 г. - 2007 г. - строительство участка Агадырь-ЮКГРЭС. Стоимость - 66,7 млн. долларов (73,4 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ

Ввод первого участка - ЮКГРЭС-Шу в 2005 году позволит увеличить переток мощности по действующему транзиту - по сечению Агадырь-ЮКГРЭС, на 100 МВт (0,5 млрд. кВт.ч). Дополнительный доход от передачи электроэнергии при запланированном уровне тарифа - 2,096 млн. долларов.

Ввод участка Экибастуз-Агадырь запланирован на второе полугодие 2006 года.

Последний участок - Агадырь-ЮКГРЭС, планируется ввести в эксплуатацию в начале 2008 года. Максимальная пропускная способность всей линии - 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), соответственно максимальный доход от передачи электроэнергии при заданном уровне тарифа - 15,565 млн. долларов (17,294 млн. д о л л а р о в) .

Кроме того, ввиду того, что срок эксплуатации подстанций составляет примерно 25 лет, в расчетах учтены инвестиции на строительство новых подстанций:

- 9,52 млн. долларов на строительство ПС 500 кВ ЮКГРЭС в 2028 г.;
- 15,95 млн. долларов на строительство ПС 220 кВ Шу в 2028 г.;
- 8,71 млн. долларов на строительство ПС 1150 кВ Экибастузская в 2030 г.;
- 15,44 млн. долларов на строительство ПС 500 кВ Агадырь в 2030 г.

Расходы

Для расчета себестоимости передачи электроэнергии по проектируемой линии необходимо определить производственные издержки на амортизацию и обслуживание линии. Ожидаемые ежегодные отчисления на капитальный ремонт, техническое обслуживание и амортизацию ЛЭП и ПС приведены в приложениях 3.а. и 3.б.

В настоящее время амортизационные отчисления, согласно приказу N 332 от 28.06.2000 г. Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и поддержке малого бизнеса, должны включать в себя только реновационную составляющую, которую для объектов с длительным сроком эксплуатации следует определять по методу равномерного списания стоимости. Срок эксплуатации ЛЭП, принятый в расчетах - 50 лет, срок эксплуатации подстанций - 25 лет. Это соответствует значениям реновационных отчислений: для ЛЭП - 2%, для п о д с т а н ц и й - 4 % .

Отчисления на капитальный ремонт и обслуживание линии, включая затраты на текущий ремонт, фонд заработной платы и общесистемные расходы, рассчитаны на базе фактических затрат по действующим линиям. При этом, исходя из сложившейся практики, планируется, что в первые 5 лет после ввода объектов в эксплуатацию капитальный ремонт производиться не будет.

Кроме того, в расходной части учитывается выплата налога на имущество в размере 1% от остаточной стоимости линий и подстанций.

Оценка рентабельности проекта

Сумма чистых денежных потоков до 2054 г. в варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ составила **180,8 млн. долларов** (приложение 4.а.), в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ - **207,1 млн. долларов** (приложение 4.б.).

Срок окупаемости проекта или период, в течение которого совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции, - **3 6 л е т (3 5 л е т)**.

Также для оценки рентабельности проекта была рассчитана внутренняя норма рентабельности (IRR) или ставка дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость проекта приближается к нулевому значению (более подробно метод расчета чистой приведенной стоимости описывается в разделе "Оценка влияния реализации проекта на финансово-экономические показатели АО "KEGOC").

Внутренняя норма рентабельности (IRR) проекта в 3-х проводном исполнении при заданном уровне тарифа составила порядка **2,04%**, в 4-х проводном исполнении - **2,1%**. При ставке дисконтирования 2,04% (2,1%) Чистая приведенная стоимость проекта положительна - 226 тыс. долларов (361 тыс. долларов), при ставке дисконтирования выше 2,04% (2,1%) - отрицательна.

Низкая рентабельность и длительный срок окупаемости характерны для инфраструктурных проектов. Также следует обратить внимание на то, что ввиду сложности оценки в расчетах не учитывались такие положительные эффекты, как сокращение количества аварийных отключений потребителей Южного Казахстана, как за счет снижения зависимости от импорта электроэнергии из Центральной Азии, так и за счет увеличения надежности и возможности бесперебойной работы (в случае необходимости проведения ремонтов отдельных узлов/реакторов) транзита Север-Юг.

Норма рентабельности проекта

Для оценки эффективности инвестиционных вложений использовался также метод сравнения нормы рентабельности проекта и активов АО "KEGOC".

В соответствии с этим методом для вычисления нормы рентабельности проекта необходимо разделить среднюю прогнозируемую прибыль от проекта за вычетом амортизации и налогов на среднюю стоимость инвестиций.

Данный метод оценки имеет следующий недостаток: поскольку он отражает только среднюю прибыль в расчете на балансовую стоимость инвестиций, то не учитывается тот факт, что немедленные поступления имеют большую стоимость, чем будущие. Для учета этого недостатка можно использовать дисконтированную стоимость необходимых инвестиций и ожидаемой прибыли по проекту (приложения 5.а. и 5.б.):

При 3-х проводном исполнении проектируемой линии:

- при ставке дисконтирования 5% средняя прибыль по проекту составит 1,329 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,82 млн. долларов, норма рентабельности проекта - **2 7 , 6 %** ;

- при ставке дисконтирования 7% средняя прибыль по проекту составит 0,847 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,481 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 18,9 % ;

- при ставке дисконтирования 9% средняя прибыль по проекту составит 0,563 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,203 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 13,4 % .

При 4-х проводном исполнении проектируемой линии:

- при ставке дисконтирования 5% средняя прибыль по проекту составит 1,466 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 5,228 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 28,0 % ;

- при ставке дисконтирования 7% средняя прибыль по проекту составит 0,916 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,868 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 18,8 % ;

- при ставке дисконтирования 9% средняя прибыль по проекту составит 0,595 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,57 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 13,0 % .

Для сравнения, норма рентабельности активов Компании, рассчитанная как отношение валового дохода (2 307,4 млн. тенге) к общей стоимости активов АО "KEGOC" в 2001 г. (72 842,9 млн. тенге), равна 3,2%.

3.2. Анализ схем финансирования

Для анализа были выбраны следующие возможные схемы финансирования строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг:

- **Схема 1:** 75% стоимости капиталовложений - кредит МФО (МБРР или ЕБРР), 25% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана);

- **Схема 2:** 23% стоимости капиталовложений - экспортный кредит европейского коммерческого банка, 37% - коммерческий кредит европейского банка, 40% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана);

- **Схема 3:** 67% стоимости капиталовложений - эмиссия Евробондов, 33% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана).

Расчеты произведены для 4-х проводного исполнения проектируемой линии электропередачи.

Схема 1 (приложения 6.1.-6.3.)

По данной схеме АО "KEGOC" будет рассматриваться возможность финансирования проекта из средств кредита МБРР или ЕБРР.

Европейский Банк Реконструкции и Развития, после переговоров с руководством АО "KEGOC" и рассмотрения прединвестиционного ТЭО и других материалов

представленных по проекту, в ходе которого было получено одобрение концепции проекта (concept clearance), выразил готовность профинансировать строительство первого участка линии - ЮКГРЭС-Шу. На основе полученных предварительных данных сумма кредита определена в размере 50 млн. долларов, но, вероятно, будет пересматриваться в сторону увеличения при дальнейшей оценке проекта и на переговорах. Условия финансирования будут обсуждаться после проведения ЕБРР детальной оценки проекта.

ЕБРР предлагает долгосрочное финансирование проекта как на основе государственной гарантии, так и без получения АО "KEGOC" такой гарантии. Рассматривается также возможность **синдицирования кредита**, при такой схеме ЕБРР выступает официальным кредитором повсему кредиту, а коммерческие банки, участвующие в финансировании проекта, пользуются статусом ЕБРР как привилегированного кредитора: они не могут стать объектом моратория или ограничений на конвертацию средств или на перевод средств за границу, на них не распространяются требования к резервированию кредитруемых ресурсов под страновой риск, кредиты по линии ЕБРР не включаются в схемы общей реструктуризации внешнего долга страны в СКВ. К участию в синдицировании кредитов не допускаются местные банки и ЭКА (экспортно-кредитные агентства).

ЕБРР может выступить и как **параллельный кредитор**. При такой схеме финансирования каждый кредитор/группа кредиторов заключает прямой договор с АО "KEGOC", коммерческие банки, участвующие в финансировании проекта, не защищены статусом ЕБРР как привилегированного кредитора. В финансировании могут участвовать как зарубежные, так и местные банки, а также международные финансовые институты, такие как МФК (Международная финансовая корпорация).

С **Международным Банком Реконструкции и Развития** также были проведены успешные переговоры по прединвестиционному ТЭО строительства второй линии электропередачи Север-Юг. МБРР выразил необходимость дальнейшего обсуждения проекта с Правительством РК и АО "KEGOC" и готовность оказания содействия в финансировании проекта.

Для проведения расчетов были приняты следующие допущения по условиям финансирования по схеме 1:

Кредит МФО (МБРР или ЕБРР)

Сумма кредита: 223 млн.долл. США (75% стоимости капвложений);

Ставка вознаграждения по кредиту: 4,5% в год;

Срок выплаты основного долга: 15 лет;

Льготный период: 5 лет;

Единовременная выплата по кредиту: 1%;

Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,5% в год.

Кредит из местных источников

Сумма кредита: 75 млн.долл. США (25% стоимости капвложений);
Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;
Срок выплаты основного долга: 10 лет;
Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 5 траншей);
Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

Схема 2 (приложения 7.1.-7.4.)

Данная схема финансирования была предложена АО "KEGOC" компанией RWE Solutions AG для финансирования строительства 1-го участка - линии электропередачи ЮКГРЭС-Шу. Сумма кредита была определена в 60 млн. евро, однако для сравнения с другими схемами финансирования расчеты были сделаны на покрытие полной стоимости всего проекта с сохранением процентной доли каждого элемента схемы.

Основные элементы схемы финансирования 2:

- Экспортный кредит европейского коммерческого банка (такого как Bankgesellschaft Berlin AG) под покрытие Экспортного Кредитного Агентства (Гермес, О е К В , д р .) ;
- Коммерческий кредит европейского банка (например, Bankgesellschaft Berlin AG) под покрытие частного агентства по страхованию рисков;
- Кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана).

Экспортный кредит европейского коммерческого банка под покрытие экспортного кредитного агентства:

Сумма кредита: 68,5 млн.долл. США (23% стоимости капвложений);
Ставка вознаграждения по кредиту: 4,5% в год;
Срок выплаты основного долга: 10 лет;
Льготный период: 5 лет (период строительства);
Управленческое и организационное вознаграждения: 0,5% (единовременная выплата) ;

Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,25% в год;
Премия за гарантию Экспортного Кредитного Агентства: 9%.

Коммерческий кредит европейского коммерческого банка под покрытие частного агентства по страхованию рисков:

Сумма кредита: 110,1 млн.долл. США (37% стоимости капвложений);
Ставка вознаграждения по кредиту: 7,5% в год;
Срок выплаты основного долга: 2 года;
Льготный период: 5 лет (период строительства);
Управленческое и организационное вознаграждения: 0,5% (единовременная выплата) ;

Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,25% в год;
Премия за страхование кредита: 7%.

Кредит из местных источников

Сумма кредита: 119,1 млн.долл. США (40% стоимости капвложений);

Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;

Срок выплаты основного долга: 10 лет;

Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 5 траншей);

Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

Схема 3 (приложения 8.1.-8.3.)

АО "KEGOC" получены предложения от инвестиционного банка JP Morgan и британского банка HSBC по оказанию услуг лид-менеджера (ведущего менеджера) по выпуску Еврооблигаций.

JP Morgan является одним из крупнейших американских банков. JP Morgan традиционно занимает активные позиции на развивающихся рынках. На рынке трейдеров облигаций развивающихся рынков доля JP Morgan составляет 34%.

По предварительной оценке JP Morgan (представленной в октябре 2001 года) стоимость Еврооблигационного займа для АО "KEGOC" составит:

Вид Евробондов	!	Reg. S	!	Reg. S /144 A
В а л ю т а	!	Е в р о	!	\$
Срок займа (лет)	!	3	!	5
Сумма займа				150 - 200 млн.
Д о х о д н о с т ь базисных ЦБ (%)		3,656	3,982	3,161 3,868
Спрэд (bps)		448-468	487-507	500-520 530-550
Доходность (%)		8,136-8,336	8,852-9,052	8,161-8,361 9,168-9,368
И н д и к а т и в н ы й купон (%)		8,125-8,250	8,75-9,00	8,125-8,25 9,125-9,25
В о з н а г р а ж д е н и е лид - м е н е д ж е р у (bps)		62,5	75	62,5 75
Расходы		660000	660000	600000 600000

Вознаграждение	+			
расходы в	41	30	40	29
в среднем		за	год	
(bps)				

All-in-cost (%)	8,546-8,746	9,152-9,352	8,561-8,761	9,578-9,778
-----------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Общий спрэд (bps)	489-509	517-537	540-560	559-579
-------------------	---------	---------	---------	---------

HSBC определяет стоимость Еврооблигационного займа для АО "KEGOC" с привязкой к стоимости сопоставимого займа компании KazTransOil:

Срок займа	!	3 года	!	5 лет
------------	---	--------	---	-------

Индикативный купон	8,625 - 8,75%	9,75 - 9,875%
--------------------	---------------	---------------

Ценовая база	(pricing benchmark)
UST 6,50% Май - 05	UST 4,375% Май - 07

Спрэд (re-offer vs benchmark)	+ 530 - 540 bps	spread + 580 - 590 bps
-------------------------------	-----------------	------------------------

Спрэд (re-offer vs US\$ Libor)	+ 482 - 492 bps	spread + 528 - 538 bps
--------------------------------	-----------------	------------------------

Доходность инвестора	для 8,64 - 8,74%	9,83 - 9,93%
----------------------	------------------	--------------

Вознаграждение менеджера	лид - 0,50%	0,60%
--------------------------	-------------	-------

Общая доходность "KEGOC"	для 8,83-8,935%	9,99-10,09%
--------------------------	-----------------	-------------

Общий спрэд (All-in Spread vs benchmark)	+ 549 - 559 bps	+ 596 - 606 bps
--	-----------------	-----------------

О б щ и й	с п р э д	(A l l - i n
Spread vs US\$ Libor)	+ 501 - 511 bps	+ 544 - 554 bps

Одним из определяющих факторов успешного размещения Евробондов является кредитный рейтинг Компании. Кредитный рейтинг АО "KEGOC" присвоен основными рейтинговыми агентствами мира: Moody's - "B1" в феврале 1999 года и Standard & Poor's (S&P) - "BB прогноз стабильный" в мае 2001 года. В настоящее время Компанией рассматривается возможность повышения кредитного рейтинга по шкале агентства Standard & Poor's. Это обусловлено улучшением финансовых показателей АО "KEGOC" в 2001 году. Существует зависимость между рейтингом и доходностью ценных бумаг. Так, в соответствии с градацией Standard & Poor's, при настоящем рейтинге на уровне "BB", АО "KEGOC" может рассчитывать на доходность на уровне от 10,62% до 9,89%. В случае повышения рейтинга до "BB+", ценные бумаги Компании могут быть размещены с доходностью от 8,21% до 8,12%.

Для проведения расчетов были приняты следующие допущения по условиям финансирования по схеме 3:

В ы п у с к Е в р о б о н д о в

Сумма займа: 200 млн.долл. США (67% стоимости капвложений);

Индикативный купон: 9,25% в год;

Вознаграждение лид-менеджеру: 0,75%;

Расходы, связанные с выпуском Евробондов: 600 тыс. долларов;

Срок погашения: 5 лет.

К р е д и т и з м е с т н ы х и с т о ч н и к о в

Сумма кредита: 97,68 млн.долл. США (33% стоимости капвложений);

Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;

Срок выплаты основного долга: 10 лет;

Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 2 транша);

Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

Расчеты показали следующее распределение денежных потоков в течение анализируемого периода - 2003-2022 гг. (приложение 9):

В период с 2003 по 2007 гг. выплата денежных средств по всем трем схемам финансирования происходит относительно равномерно.

В 2008 г. происходит резкий скачок расходования денежных средств:

- по схеме финансирования 3, ввиду наступления срока погашения основной суммы займа по Евробондам двумя траншами по 100 млн.долл. США;

- по схеме финансирования 2: в 2008 году начинается выплата основного долга по всем 3-м кредитам данной схемы; возврат коммерческого кредита европейского банка предусматривается 4-мя равными полугодовыми траншами по окончании строительства линии, соответственно сумма выплат по этому кредиту в 2008 году

составит порядка 63,3 млн. долл. США, в 2009 году - 59,2 млн. долл. США.

С 2010 г., после погашения коммерческого кредита европейского банка (37% стоимости капвложений) выплаты по схеме финансирования 2 значительно снижаются. Выплаты по схеме финансирования 3 с 2010 по 2021 гг. связаны только с обслуживанием кредита из местных источников. Соответственно, в период с 2010 по 2021 гг. расходы, связанные с погашением долга и выплатой вознаграждения по схемам 2 и 3 ниже расходов по схеме финансирования 1.

Общая сумма расходования денежных средств по проекту, связанных с получением и обслуживанием займа, без учета выплаты основной суммы займа

(приложение 10) в период с 2003 по 2022 гг. составила:

- 1) по схеме финансирования 1 - 193,76 млн. долл. США;
- 2) по схеме финансирования 2 - 204,84 млн. долл. США;
- 3) по схеме финансирования 3 - 214,96 млн. долл. США.

Стоимость 1 доллара заемных средств составила:

- 1) по схеме финансирования 1 - 0,65 долл. США;
- 2) по схеме финансирования 2 - 0,69 долл. США;
- 3) по схеме финансирования 3 - 0,72 долл. США.

All-in-cost (ставка вознаграждения с учетом расходов, связанных с получением займа, комиссий, премий, др. единовременных выплат) сложилась на уровне:

- 1) по схеме финансирования 1 - 6,97%;
- 2) по схеме финансирования 2 - 11,26%;
- 3) по схеме финансирования 3 - 11,97%.

З а к л ю ч е н и е :

Финансирование проекта по схеме финансирования 1 - из средств кредита МФО (75% стоимости проекта) и кредита из местных источников (25%), является наиболее выгодным как по распределению, так и по величине затрат, связанных с выпуском и обслуживанием займа ввиду низкой ставки вознаграждения по кредиту, длительного срока погашения и небольшой стоимости получения кредита.

3.3. Оценка влияния реализации проекта на финансово-экономические показатели АО "KEGOC"

В данной части анализа рассматривается влияние реализации проекта на финансово-экономические показатели Компании. Расчет показателей произведен по 2 сценариям:

сценарий 1 - без учета проекта Север-Юг

сценарий 2-е учетом проекта Север-Юг для двух вариантов исполнения проектируемой ВЛ без изменения среднего тарифа на передачу электроэнергии.

Макроэкономические показатели

1. Прогнозы потребления и выработки электроэнергии в Республике Казахстан в период с 2002 по 2022 годы, включая Южный регион с учетом работы ЖГРЭС, разработаны на основе Концепции социально-экономического развития Республики Казахстан на 2001-2005 гг., данных Института экономических исследований МЭиТ РК, с учетом удельной нормы расходования электроэнергии и размещения производств, и индикативных планов развития экономики областей.

2. В период с 2002 по 2005 годы обменные курсы доллара США к тенге, индекс потребительских цен приняты в соответствии с данными Министерства экономики и торговли РК, используемыми для индикативного планирования (приложение 11).

3. В период с 2006 по 2022 годы темпы роста показателей приняты на следующем уровне:

- обменный курс доллара - 3% в год
- индекс потребительских цен - 4% в год

Тарифы на услуги Компании

В период с 2002 по 2005 годы тарифы на услуги Компании приняты на уровне, предусмотренном в Бюджете АО "KEGOC" на 2002 г. и в проекте Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 годы (с учетом реализации Проекта модернизации Национальной электрической сети):

					тенге / кВт.ч				
Годы									
	!	2002	!	2003	!	2004	!	2005	
Средний тариф									
на передачу		0,46		0,535		0,61		0,64	
электроэнергии									
Тариф на услуги по диспетчеризации		0,029		0,029		0,029		0,029	

В период с 2006 по 2022 годы тариф на передачу электроэнергии принят на уровне, предусмотренном в Плате развития Компании на 2005 год - 0,64 тенге/кВт.ч. Тариф на услуги по технической диспетчеризации определен равным 0,029 тенге/кВт.ч на весь анализируемый период.

В расчетах не учитывались:

- временные разницы по выплате НДС;
- создание резервов денежных средств для выплаты займов (в связи с вовлечением их в оборот в течение анализируемого периода);
- доходы, получаемые от оказания услуг по обеспечению надежности;

- потенциальные доходы от транзита электроэнергии сопредельных государств по сетям Компании;
- выплата дивидендов с 2006 года.

Сценарий 1

Прогноз финансового результата и расчет движения денежных средств на 2002-2005 гг. без проекта Север-Юг составлен на основе Бюджета АО "KEGOC" на 2002 г. и проекта Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 гг. (приложение 13).

Инвестиции

Инвестиции вне Проекта модернизации Национальной электрической сети после 2005 года приняты на уровне 2,16 млрд. тенге в год.

Доход/убыток от неосновной деятельности

Ввиду того, что доход/убыток от неосновной деятельности сложно прогнозировать на длительную перспективу, в доходе/убытке от неосновной деятельности учитывается только курсовая разница по привлекаемым кредитам МБРР и ЕБРР.

Расходы

С 2002 по 2005 гг. расходы по основной деятельности без проекта Север-Юг приняты в соответствии с Бюджетом АО "KEGOC" на 2002 г. и проектом Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 гг. Прогноз на 2006-2022 гг. основывается на следующих допущениях:

- амортизационные отчисления рассчитаны с учетом ввода новых объектов по Проекту Модернизации НЭС и вне проекта по методу равномерного списания стоимости;

- расходы на эксплуатацию, оплату труда, административные расходы, технологический расход электроэнергии, прочие расходы рассчитаны с учетом инфляции (4 % в год);

- расходы на капитальный ремонт рассчитаны с учетом роста на 2% в год;

- налог на имущество - 1% остаточной стоимости активов, налог на транспортные средства и прочие налоги рассчитаны с поправкой на инфляцию.

Расходы АО "KEGOC" по основной деятельности без проекта Север-Юг приводятся в приложении 12.

Сценарий 2

Расчеты по сценарию "с проектом" приводятся в приложении 13.а. для 3-х проводного исполнения ВЛ и в приложении 13.б. для 4-х проводного исполнения ВЛ.

Инвестиции

Общая стоимость строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг, с учетом непредвиденных расходов, затрат на экспертизу проекта, таможенных пошлин и т.п., составит порядка 273 млн. долларов (298 млн. долларов). Строительство предполагается осуществлять в 3 этапа (приложения 2.а. и 2.б.) :

1. 2003 г. - 1-ое полугодие 2004 г. - строительство участка ЮКГРЭС-Шу. Стоимость - 78,1 млн. долларов (85,5 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Шу - 270 км. Подстанции: ПС 500 кВ ЮКГРЭС и ПС 220 кВ Шу.

2. 2-ое полугодие 2004 г. - 1-ое полугодие 2006 г. - строительство участка Экибастуз-Агадырь. Стоимость - 128,4 млн. долларов (138,8 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 508 км. Подстанции: ПС 1150 кВ Экибастузская и ПС 500 кВ Агадырь.

3. 2-ое полугодие 2006 г. - 2007 г. - строительство участка Агадырь-ЮКГРЭС. Стоимость - 66,7 млн. долларов (73,4 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь - ЮКГРЭС - 385 км.

Ввод первого участка - ЮКГРЭС-Шу в 2005 году позволит увеличить переток мощности по действующему транзиту - по сечению Агадырь-ЮКГРЭС, на 100 МВт (0,5 млрд. кВт.ч). Дополнительный доход от передачи электроэнергии при запланированном уровне тарифа - 320 млн. тенге в год.

Ввод участка Экибастуз-Агадырь запланирован на второе полугодие 2006 года.

Последний участок - Агадырь-ЮКГРЭС, планируется ввести в эксплуатацию в начале 2008 года. Максимальная пропускная способность всей линии - 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), соответственно максимальный доход от передачи электроэнергии при заданном уровне тарифа - 2,4 млрд. тенге (2,6 млрд. тенге).

Финансирование проекта

Выбранная оптимальная схема предполагает финансирование 75% капиталовложений по проекту за счет средств кредита МФО (МБРР или ЕБРР) и 25% - за счет кредита из местных источников (например, Банка Развития Казахстана). Описание условий финансирования приводится в Разделе 3.2. "Анализ схем финансирования". Освоение средств по кредитам планируется осуществлять по следующему графику:

При 3-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

млн. долларов

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! Всего
Кредит МФО	39,04	43,60	48,15	40,76	33,37	204,91
К р е д и т м е с т н ы х источников	13,01	14,53	16,05	13,59	11,12	68,30
Всего	52,05	58,13	64,20	54,35	44,49	273,21

При 4-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! Всего
Кредит МФО	42,74	47,39	52,05	44,38	36,71	223,27
К р е д и т м е с т н ы х источников	14,25	15,80	17,35	14,79	12,24	74,43
Всего	56,99	63,19	69,40	59,17	48,95	297,68

Расходы

Для расчета себестоимости передачи электроэнергии по проектируемой линии необходимо определить производственные издержки на амортизацию и обслуживание линии. Ожидаемые ежегодные отчисления на капитальный ремонт, техническое обслуживание и амортизацию ЛЭП и ПС приведены в приложениях 3.а. и 3.б.

В настоящее время амортизационные отчисления, согласно приказу N 332 от 28.06.2000 г. Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и поддержки малого бизнеса, должны включать в себя только реновационную составляющую, которую для объектов с длительным сроком эксплуатации следует определять по методу равномерного списания стоимости. Срок эксплуатации ЛЭП, принятый в расчетах - 50 лет, срок эксплуатации подстанций - 25 лет. Это соответствует значениям реновационных отчислений: для ЛЭП - 2%, для подстанций - 4 % .

Отчисления на капитальный ремонт и обслуживание линии, включая затраты на текущий ремонт, фонд заработной платы и общесистемные расходы, рассчитаны на базе фактических затрат по действующим линиям. При этом, исходя из сложившейся практики, планируется, что в первые 5 лет после ввода объектов в эксплуатацию капитальный ремонт производиться не будет.

Кроме того, в расходной части учитывается выплата налога на имущество в размере 1% от остаточной стоимости линий и подстанций. К прочим расходам отнесены единовременные выплаты и комиссии по привлекаемым кредитам.

Сравнение сценариев "без проекта" и "с проектом"

Сравнение двух сценариев производилось путем сопоставления основных финансово-экономических показателей Компании ("с проектом" и "без проекта"), а также по Чистой приведенной стоимости (NPV) денежных потоков до 2022 года - предполагаемого периода погашения основной суммы долга по кредиту МФО. Период расчета определен равным 20 годам (2003-2022 гг.).

Финансовый результат

Как показывают таблицы в приложениях 14.а. и 14.б. и диаграмма в приложении 15 в течение всего анализируемого периода финансовый результат Компании с учетом проекта Север-Юг положительный и незначительно отличается от финансового результата в сценарии "без проекта".

В период с 2003 г. по 2012 г. (2013 г. в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ) финансовый результат без проекта выше финансового результата с проектом. Это связано с увеличением операционных расходов в сценарии "с проектом", главным образом за счет роста прочих расходов, в которые включены единовременные выплаты и комиссии по привлекаемым кредитам, а также с ростом убытка от неосновной деятельности за счет отрицательной курсовой разницы. С 2005 по 2007 гг., в период ввода в эксплуатацию первых двух участков: ЮКГРЭС-Шу и Экибастуз-Агадырь, операционные расходы превышают доходы от передачи электроэнергии по новой линии. С 2008 г. по 2012 г. (2013 г.) разница в финансовом результате объясняется тем, что убыток от неосновной деятельности с учетом проекта выше дополнительной прибыли от передачи электроэнергии по второй линии.

С 2012 г. (2013 г.) финансовый результат Компании с учетом проекта Север-Юг становится выше, чем в сценарии без проекта за счет дополнительной прибыли от передачи электроэнергии по второй линии транзита Север-Юг и сокращения отрицательной курсовой разницы по мере погашения кредитов и снижения выплат вознаграждения по ним.

Денежные потоки

Денежные потоки рассчитаны как разница между притоком (источниками) денежных средств и оттоком денежных средств. Источниками денежных средств служат чистая прибыль Компании после налогообложения (финансовый результат), амортизация, отрицательная курсовая разница и, для расчета кумулятивных денежных потоков, остаток денежных средств прошлого года. Отток денежных средств включает: софинансирование по проекту модернизации, расходы на финансирование по проектам, инвестиции вне проектов и выплату дивидендов (до 2005 г.).

Как показывают таблицы в приложениях 16.а. и 16.б. кумулятивные денежные потоки с учетом проекта Север-Юг в течение всего анализируемого периода положительны, т.е. Компания не будет испытывать недостатка денежных средств. Разница в кумулятивном денежном потоке в сценарии с проектом и без проекта составила 65,97 млрд. тенге (72,61 млрд. тенге).

Для более приближенной оценки того, насколько ухудшится экономика Компании в рассматриваемый период в случае реализации проекта, использовался метод дисконтирования денежных потоков. Этот метод позволяет определить сегодняшнюю стоимость денежных средств, выплачиваемых или получаемых в будущем. Дисконтирование (приведение к настоящему моменту) будущих денежных поступлений/выплат производится по формуле:

$$DCF = CF_n / (1+i)^{n-1}$$

г д е :

DCF - дисконтированный денежный поток

CF - будущий денежный поток

i - коэффициент дисконтирования

n - год

Чистая приведенная стоимость определяется путем суммирования денежных потоков:

$$NPV = \sum DCF$$

*** (Прим. РЦПИ. Е - знак суммы)**

Для финансовой оценки проектов в сфере естественных монополий обычно применяется низкая ставка дисконтирования, такая ставка, которая учитывает лишь стоимость заемных средств. Для расчета чистой приведенной стоимости денежных потоков Компании использовались ставки дисконтирования 5%, 7% и 9%. Чистая приведенная стоимость денежных потоков до 2022 г. составила (приложения 16.а., 16.б., 17.1., 17.2., 17.3.):

При 3-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

при ставке	NPV "без проекта"	NPV "с проектом"
дисконтирования:		
5%	62,712 млрд. тенге	23,351 млрд. тенге
7%	50,721 млрд. тенге	18,045 млрд. тенге
9%	41,655 млрд. тенге	14,239 млрд. тенге

При 4-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

при ставке	NPV "без проекта"	NPV "с проектом"
дисконтирования:		
5%	62,712 млрд. тенге	19,315 млрд. тенге
7%	50,721 млрд. тенге	14,674 млрд. тенге
9%	41,655 млрд. тенге	11,395 млрд. тенге

Таким образом, разница в дисконтированных денежных потоках в сценариях "без проекта" и "с проектом" в варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ (в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ) при ставке дисконтирования 5% составила 39,36 млрд. тенге (43,4 млрд. тенге), при ставке дисконтирования 7% - 32,68 млрд. тенге (36,05 млрд. тенге) и при ставке дисконтирования 9% - 27,42 млрд. тенге (30,26 млрд. тенге).

Финансовые коэффициенты

В приложениях 18.а. и 18.б. приводится расчет коэффициентов обслуживания долга на 2003-2022 гг. в соответствии с методикой, определенной условиями кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР по действующим кредитам в рамках Проекта

В соответствии с условиями кредитного соглашения с МБРР коэффициент обслуживания долга рассчитывается по формуле:

$$\text{Коэффициент обслуживания долга} = \frac{\text{Прибыль до налогообложения} + \text{Амортизационные отчисления} + \text{Финансовые расходы}}{\text{Сумма обслуживания долга}}$$

Финансовые расходы включают все расходы, связанные с обслуживанием кредита вместе с выплатой основной суммы. Сумма обслуживания долга - это максимальный годовой расход по обслуживанию кредита за весь срок действия кредита. В сценарии "без проекта" максимальные выплаты по обслуживанию долга в размере 4,0 млрд. тенге ожидаются в 2015 г., в сценарии "с проектом" также в 2015 г. - в размере 8,2 млрд. тенге (8,5 млрд. тенге).

Значение коэффициента должно быть не менее 1,5 в случае дополнительного заимствования средств. Как показывает таблица в приложении, в сценарии "с проектом" первые 3 года после получения кредита значение коэффициента ниже установленного требования:

	2 0 0 3	2 0 0 4	2 0 0 5
при 3-х проводном исполнении ВЛ	0,73	1,00	1,37
при 4-х проводном исполнении ВЛ	0,70	0,96	1,32

Однако это не означает, что у Компании недостаточно денежных средств для покрытия обязательств по кредитам, так как фактические планируемые расходы по обслуживанию долга в эти годы - от 1,4 млрд. тенге до 4,2 млрд. тенге (от 1,5 млрд. тенге до 4,3 млрд. тенге) значительно ниже максимальной суммы обслуживания долга за весь срок действия кредита, принятой в расчетах - 8,2 млрд. тенге (8,5 млрд. тенге).

Во все последующие годы, включая год, на который приходится максимальные выплаты как по обслуживанию кредитов в рамках Проекта модернизации НЭС, так и проекта Север-Юг, требование выполняется.

По условиям кредитного соглашения с ЕБРР коэффициент обслуживания долга рассчитывается по формуле:

$$\text{Коэффициент обслуживания долга} = \frac{\text{Прибыль до налогообложения} + \text{Амортизационные отчисления} + \text{Финансовые расходы} + \text{Изменение оборотного капитала}}{\text{Расходы по процентам и комиссионным за год}}$$

В расчетах было принято допущение о том, что изменение оборотного капитала равно изменению денежных средств.

Значение коэффициента должно быть не менее 1,3. Требование выполняется в течение всего срока действия кредита. Минимальное значение коэффициента в

варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ - 3,65 (в 2003 г.), максимальное значение - 100,69 (в 2021 г.), в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ - 3,45 (в 2003 г.) и 93,49 (в 2021 г.) соответственно.

Таким образом, значения коэффициента обслуживания долга по условиям кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР в сценарии с учетом реализации проекта Север-Юг в целом удовлетворяют установленным требованиям.

3.4. SWOT-анализ

SWOT ("strengths" - сильные стороны, "weaknesses" - слабые стороны, "opportunities" - возможности & "trends" - угрозы) - **анализ** - один из самых распространенных методов анализа в маркетинге, который позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны проекта с учетом существующих и возможных в будущем факторов и влияний. Как правило, сильные и слабые стороны - это те характеристики проекта, которые могут быть проконтролированы компанией и на которые компания в определенной мере может оказать воздействие. Возможности и угрозы - характеристики проекта, которые находятся вне контроля компании и могут повлиять на результат в будущем.

Ввиду того, что АО "KEGOC" является субъектом естественных монополий и инвестиционная деятельность Компании прежде всего предполагает эффективное регулирование и совершенствование функционирования национальной электрической сети, повышение надежности и качества электроснабжения, а лишь потом получение прибыли, более целесообразным представляется проводить SWOT-анализ проекта не только с точки зрения Компании, но и с точки зрения национальной экономики.

Сильные стороны проекта Север-Юг:

1. Укрепление электроэнергетической независимости Республики - снижение энергетической зависимости на юге по величине и структуре, повышение электроэнергетической безопасности;

2. Покрытие дефицита электроэнергии и мощности в Южном Казахстане за счет поставок дешевой электроэнергии от крупных электростанций Северного Казахстана, что, позволит стабилизировать и, возможно, частично снизить среднеотпускные тарифы на электроэнергию в этих регионах;

3. Повышение надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей юга при аварийных отключениях любого участка существующей и проектируемой линии с возможным отделением ОЭС Центральной Азии от ЕЭС Казахстана;

4. Увеличение пропускной способности и надежности транзита Север-Юг для обеспечения параллельной работы ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии:

- сокращение числа аварийных отключений;
- возможность проведения ремонтов реакторов с сохранением в работе транзита;

5. Более полное использование имеющегося потенциала электроэнергетической отрасли на севере: основные запасы энергетического угля и крупные электрические станции сосредоточены в Павлодарской области - на севере Республики;

6. Снижение рисков, связанных с ростом цен на нефть.

Косвенные эффекты:

7. Использование электроэнергии Северного Казахстана может в определенной степени способствовать росту экономики региона и сглаживанию диспропорций в уровне развития южного и северного регионов.

8. Загрузка смежных отраслей: увеличение использования экибастузского угля может послужить одним из факторов развития угольной промышленности, что особенно важно ввиду того, что в последнее время в Российской Федерации активно лоббируется вопрос снижения поставок казахстанского угля на электростанции Урала и Западной Сибири.

Слабые стороны проекта Север-Юг:

1. Ввиду того, что проект требует значительных капиталовложений, у Компании останется мало денежных средств на другие проекты, т.е. в период реализации проекта, погашения обязательств по привлекаемым займам может иметь место стесненность в с р е д с т в а х .

2. Длительный срок окупаемости.

Возможности:

1. Строительство электростанции в Южном Казахстане/ восстановление Жамбылской ГРЭС, однако результаты экономического анализа показывают, что строительство второй линии транзита Север-Юг экономически более оправданно.

2. Импорт электроэнергии из Центральной Азии, однако это ставит Южный Казахстан в зависимость от поставок электроэнергии из Центральной Азии и подвергает риску национальную энергетическую безопасность Казахстана.

Угрозы:

1. В случае, если фактическое потребление электроэнергии и передача электроэнергии по сетям АО "KEGOC" окажутся ниже прогнозируемых объемов, на таком уровне, при котором Компания не будет получать достаточно прибыли для покрытия обязательств по привлекаемым кредитам, потребуется повышение тарифа. Однако риск от нереализации проекта может быть гораздо выше, ввиду того, что дефицит электроэнергии представляет собой потенциально намного более серьезную проблему, чем повышение тарифа на передачу электроэнергии.

Приложение 1.а.

**Прогнозируемые объемы потребления и выработки
электроэнергии в Южном Казахстане на 2002-2022 гг.**

млрд . кВт . ч

! 2002! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009! 2010

Потребление 10,50 11,00 11,60 12,25 12,50 12,70 13,10 13,19 13,60

Покрытие

в ы р а б о т к а

собственными 5,60 5,60 5,70 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05

э - с т - м и

б е з

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС

и м п о р т

и з

Центральной 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0

Азии

т р а н з и т

п о

д е й с т в у ю щ е й

линии 3,000 3,000 3,000 3,000 3,000 3,025 3,070 3,275

т р а н з и т

п о

второй линии 0,500 0,500 0,500 3,025 3,070 3,275

в ы р а б о т к а

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС 0,90 1,40 1,90 1,70 1,95 2,15

Продолжение таблицы

! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017! 2018! 2019

Потребление 13,95 14,45 15,00 15,60 16,10 16,50 16,90 17,30 17,70

Покрытие

в ы р а б о т к а

собственными 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05 6,05

э - с т - м и

б е з

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС

и м п о р т

и з

Центральной 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0 1,0

Азии

т р а н з и т

п о

действующей 3,450 3,700 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713

линии

собственными	5,60	5,60	5,70	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
Э - с т - м и					б	е	з		

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС

И М П О Р Т

И 3

[illegible]

Т р а н з и т

Π 0

д е й с т в у ю щ е й

линии	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,025	3,070	3,275
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Т р а н з и т

П О

второй линии	0,500	0,500	0,500	3,025	3,070	3,275
--------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

В ы р а б о т к а

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС	0,90	1,40	1,90	1,70	1,95	2,15
------	------	------	------	------	------	------

Продолжение таблицы

! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017! 2018! 2019

Потребление	13,95	14,45	15,00	15,60	16,10	16,50	16,90	17,30	17,70
-------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Покры́тие

В ы р а б о т к а

собственными	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
Э - с т - м и					б е з				

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС

И М П О Р Т

И 3

[illegible]

т р а н з и т

Π Ο

действующей	3,450	3,700	3,975	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
линии									

т р а н з и т

Π Ο

второй линии 3,450 3,700 3,975 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125

В ы п р а б о т к а

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС	0,30	0,80	1,20	1,60	2,00	2,40
------	------	------	------	------	------	------

Продолжение таблицы

!	2 0 2 0 !	2 0 2 1 !	2 0 2 2 !
---	-----------	-----------	-----------

Потребление 18,00 18,40 18,70

Покрытие

в ы р а б о т к а

собственными 6,05

6,05

6,05

э - с т - м и

б е з

Ж а м б ы л с к о й

ГРЭС

и м п о р т

и з

Центральной 1,0

1,0

1,0

Азии

т р а н з и т

п о

действующей 4,125

4,125

4,125

линии

т р а н з и т

п о

второй линии 4,125 4,125 4,125

в ы р а б о т к а

Ж а м б ы л с к о й

Г Р Э С

2,70

3,10

3,40

При 4-х проводном исполнении

Приложение 2.а.

**Освоение капиталовложений по проекту строительства
второй линии электропередачи транзита Север-Юг**

м л н . \$

!	2003	!	2004	!	2005	!	2006
---	------	---	------	---	------	---	------

!	1-ое	!	2-ое	!	1-ое	!	2-ое	!	1-ое	!	2-ое
---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

!	п/г	!	п/г	!	п/г	!	п/г	!	п/г	!	п/г
---	-----	---	-----	---	-----	---	-----	---	-----	---	-----

ЮКГРЭС-Шу

26,03

26,03

26,03

В Л

17,54

17,54

17,54

П С

8,49

8,49

8,49

Э к и б а с т у з -

Агадырь	32,10	32,10	32,10	32,10
ВЛ	26,06	26,06	26,06	26,06
ПС	6,04	6,04	6,04	6,04

А г а д ы р ь -

Ю К Г Р Э С								2 2 , 2 4
В Л								2 2 , 2 4
Всего:	26,03	26,03	26,03	32,10	32,10	32,10	32,10	22,24
ВЛ	17,54	17,54	17,54	26,06	26,06	26,06	26,06	22,24
ПС	8,49	8,49	8,49	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04
Всего:	52,06		58,13		64,20			54,34
ВЛ	35,08		43,60		52,12			48,30
ПС	16,98		14,53		12,08			6,04

Продолжение таблицы

!		2 0 0 7	!	В с е г о	!
!	1 - о е	!	2 - о е	!	!
!	п / г	!	п / г	!	!

Ю К Г Р Э С - Ш у

В Л				7 8 , 0 9
П С				5 2 , 6 2
Э к и б а с т у з -				2 5 , 4 7
А г а д ы р ь				1 2 8 , 3 9

В Л

П С				1 0 4 , 2 4
Агадырь-	22,24		22,24	2 4 , 1 5

Ю К Г Р Э С

ВЛ		2 2 , 2 4		2 2 , 2 4		6 6 , 7 3
Всего:		2 2 , 2 4		2 2 , 2 4		2 7 3 , 2 1
ВЛ		2 2 , 2 4		2 2 , 2 4		2 2 3 , 5 9
П С						4 9 , 6 2
Всего:			4 4 , 4 9			2 7 3 , 2 1
ВЛ			4 4 , 4 9			2 2 3 , 5 9
П С						4 9 , 6 2

При 3-х проводном исполнении

Приложение 2.б.

Освоение капиталовложений по проекту строительства
второй линии электропередачи транзита Север-Юг

м л н . \$

	!	2003	!	2004	!	2005	!	2006
	!	1-ое	!	2-ое	!	1-ое	!	2-ое
	!	п/г	!	п/г	!	п/г	!	п/г
ЮКГРЭС - Шу			28,49		28,49		28,49	
ВЛ			20,00		20,00		20,00	
ПС			8,49		8,49		8,49	
Э к и б а с т у з -								
Агадырь				34,70	34,70	34,70	34,70	
ВЛ				28,67	28,67	28,67	28,67	
ПС				6,04	6,04	6,04	6,04	
А г а д ы р ь -								
Ю К Г Р Э С							24,47	
В Л							24,47	
П								
С								
Всего:	28,49	28,49	28,49	34,70	34,70	34,70	34,70	24,47
ВЛ	20,00	20,00	20,00	28,67	28,67	28,67	28,67	24,47
ПС	8,49	8,49	8,49	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04
Всего:	56,97		63,19		69,41		59,17	
ВЛ	39,99		48,66		57,33		53,14	
ПС	16,98		14,53		12,08		6,04	

Продолжение таблицы

	!	2007	!	В с е г о	!
	!	1 - о е	!	2 - о е	!
	!	п / г	!	п / г	!
Ю К Г Р Э С - Ш у				85,46	
В Л				59,99	
П С				25,47	
Э к и б а с т у з -				138,81	

А г а д ы р ь			
В Л			1 1 4 , 6 6
П С			2 4 , 1 5
Агадырь-	24,47	24,47	73,41
Ю К Г Р Э С			
В Л	2 4 , 4 7	2 4 , 4 7	7 3 , 4 1
П С			
Всего:	2 4 , 4 7	2 4 , 4 7	2 9 7 , 6 8
В Л	2 4 , 4 7	2 4 , 4 7	2 4 8 , 0 6
П С			4 9 , 6 2
Всего:	4 8 , 9 4		2 9 7 , 6 8
В Л	4 8 , 9 4		2 4 8 , 0 6
П С			4 9 , 6 2

При 4-х проводном исполнении

Приложение 3.а.

**Планируемые ожидаемые ежегодные отчисления
на капитальный ремонт, техническое обслуживание
и амортизацию проектируемых ВЛ и ПС**

т ы с . \$

!	!	З а т р а т ы		
N	Наименование	!-----		
!	элемента сети	!Капитальный!	!Техническое !Амортизация!	Всего
!		! ремонт !обслуживание!		!

ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с трехпроводным исполнением

1	В Л	5 0 0	к В	
	Экибастуз-Агадырь	195,97	120,316	2084,8 2401,086
2	В Л	5 0 0	к В	
	Агадырь-ЮКГРЭС	125,45	91,184	1334,6 1551,234
3	В Л	5 0 0	к В	
	ЮКРЭС-Шу	98,93	63,947	1052,4 1215,277
			П С	
1	П С	1 1 5 0	к В	
	Экибастузская	77,61	81,6	348,28 507,49
2	ПС 500 кВ Агадырь	145,17	102,4	617,76 865,33
3	ПС 500 кВ ЮКГРЭС	137,09	91,9	380,24 609,23

4	ПС 220 кВ Шу	167,98	63,7	637,92	869,6
---	--------------	--------	------	--------	-------

млн. тенге

!	!	З а т р а т ы			
N	!	Наименование	!	-----	
	!	элемента сети	!Капитальный!	Техническое	!Амортизация!
	!		ремонт	!обслуживание!	Всего
	!				!

ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с трехпроводным исполнением

1		В Л	5 0 0	к В	
	Экибастуз-Агадырь	30,336	18,625	322,727	371,688
2		В Л	5 0 0	к В	
	Агадырь-ЮКГРЭС	19,420	14,115	206,596	240,131
3		В Л	5 0 0	к В	
	ЮКРЭС-Шу	15,314	9,899	162,912	188,125
				П	С
1		П С	1 1 5 0	к В	
	Экибастузская	12,014	12,632	53,914	78,559
2	ПС 500 кВ Агадырь	22,472	15,852	95,629	133,953
3	ПС 500 кВ ЮКГРЭС	21,222	14,226	58,861	94,309
4	ПС 220 кВ Шу	26,003	9,861	98,750	134,614

при 3-х проводном исполнении

Приложение 3.б.

**Планируемые ожидаемые ежегодные отчисления
на капитальный ремонт, техническое обслуживание
и амортизацию проектируемых ВЛ и ПС**

тыс. \$

!	!	З а т р а т ы			
N	!	Наименование	!	-----	
	!	элемента сети	!Капитальный!	Техническое	!Амортизация!
	!		ремонт	!обслуживание!	Всего
	!				!

ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с четырехпроводным исполнением

1		В Л	5 0 0	к В
---	--	-----	-------	-----

	Экибастуз-Агадырь	215,567	132,347	2293,2	2641,114
2	В Л		5 0 0	к В	
	Агадырь-ЮКГРЭС	137,955	100,303	1468,2	1706,458
3	В Л		5 0 0	к В	
	ЮКРЭС-Шу	108,823	70,342	1199,8	1378,965
				П	С
1	П С		1 1 5 0	к В	
	Экибастузская	77,61	81,6	348,28	507,49
2	ПС 500 кВ Агадырь	145,17	102,4	617,76	865,33
3	ПС 500 кВ ЮКГРЭС	137,09	91,9	380,24	609,23
4	ПС 220 кВ Шу	167,98	63,7	637,92	869,6

млн. тенге

	!	!		З а т р а т ы	
N	!	Наименование	!-----		
	!	элемента сети	!Капитальный!Техническое	!Амортизация!	Всего
	!		!ремонт	!обслуживание!	!

ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с четырехпроводным исполнением

1	В Л		5 0 0	к В	
	Экибастуз-Агадырь	33,370	20,487	354,987	408,844
2	В Л		5 0 0	к В	
	Агадырь-ЮКГРЭС	21,355	15,527	227,277	264,160
3	В Л		5 0 0	к В	
	ЮКРЭС-Шу	16,846	10,889	185,729	213,464
				П	С
1	П С		1 1 5 0	к В	
	Экибастузская	12,014	12,632	53,914	78,559
2	ПС 500 кВ Агадырь	22,472	15,852	95,629	133,953
3	ПС 500 кВ ЮКГРЭС	21,222	14,226	58,861	94,309
4	ПС 220 кВ Шу	26,003	9,861	98,750	134,614

при 4-х проводном исполнении

Приложение 4.а.

**Расчет рентабельности проекта строительства
второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

Е д . и з м .

Общая стоимость проекта			млн.\$	273,21							
Ставка дисконтирования				2,04%							
Анализируемый период			лет	53							
Базовый год	2002										

	! период!	1	!	2	!	3	!	4	!	5	

	! год	!	2002	!	2003	!	2004	!	2005	!	2006

Д о х о д ы											
Тариф на пере- с/кВтч	0,3013		0,3505		0,3970		0,4193		0,4193		
ч у			э	/	э						
О б ъ е м			п е р е д а ч и								
по второму	млрд.						0,500		0,500		
т р а н з и т у							к В т ч				

Доход по вто-	млн.\$						2,096		2,096		
р о м у			т р а н з и т у								

О п е р а ц и о н н ы е											
						р а с х о д ы					
Амортизация	млн.\$						2,071		3,596		
Капитальный							млн. \$				
р е м о н т											
Эксплуатация	млн.\$						0,220		0,372		
Налог на	млн.\$						0,760		2,008		
и м у щ е с т в о											

Итого расходов	млн.\$						3,050		5,976		

Прибыль	млн.\$						-0,954		-3,880		
Н а л о г	на						млн. \$				
п р и б ы л ь											

I n f l o w											
Финансовый	млн.\$						-0,954		-3,880		
р е з у л ь т а т											
Амортизация	млн.\$						2,071		3,596		

Итого	млн. \$			1,117	-0,284
O u t f l o w					
Инвестиции	млн. \$	52,059	58,127	64,196	54,341
NCF	млн. \$	-52,059	-58,127	-63,079	-54,625
Cumulative	млн. \$	-52,059	-110,187	-173,266	-227,890
c a s h f l o w					
DCF	млн. \$	-51,019	-55,826	-59,371	-50,386
Cumulative DCF	млн. \$	-51,019	-106,845	-166,216	-216,601

		р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$ 0,823	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$ 0,615	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$ 2,301	2,237,	2,172	2,108	2,043
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$ 10,195	10,256	10,192	10,127	10,062
----------------	---------------	--------	--------	--------	--------

Прибыль	млн.\$ 5,317	5,309	5,373	5,438	5,503
Налог на	млн.\$ 1,595	1,593	1,612	1,631	1,651

п р и б ы л ь

I n f l o w

Финансовый	млн.\$ 3,722	3,716	3,761	3,807	3,852
------------	--------------	-------	-------	-------	-------

р е з у л ь т а т

Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
-------------	--------------	-------	-------	-------	-------

Итого	млн.\$ 10,178	10,172	10,217	10,263	10,308
-------	---------------	--------	--------	--------	--------

O u t f l o w

И н в е с т и ц и и

м л н . \$

NCF	млн.\$ 10,178	10,172	10,217	10,263	10,308
Cumulative	млн.\$ -226,740	-216,567	-206,350	-196,087	-185,780

с а с h f l o w

DCF	млн.\$ 8,317	8,146	8,019	7,893	7,769
Cumulative DCF	млн.\$ -218,059	-209,913	-201,894	-194,001	-186,232

Продолжение таблицы

! период!	16	!	17	!	18	!	19	!
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---

! год	!	2017	!	2018	!	2019	!	2020	!
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---

Д о х о д ы

Тариф на пере-	с/кВтч 0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
----------------	---------------	--------	--------	--------

ч у	э / э				
О б ъ е м	п е р е д а ч и				
по второму	млрд.	3,713	3,713	3,713	3,713
т р а н з и т у	к В т ч				

Доход по вто-	млн.\$	15,565	15,565	15,565	15,565
р о м у	т р а н з и т у				

О п е р а ц и о н н ы е					
р а с х о д ы					
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$	1,979	1,914	1,850	1,785
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$	9,998	9,933	9,869	9,804

Прибыль	млн.\$	5,567	5,632	5,696	5,761
Налог на	млн.\$	1,670	1,690	1,709	1,728
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый	млн.\$	3,897	3,942	3,987	4,033
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$	10,353	10,398	10,443	10,489

O u t f l o w					
И н в е с т и ц и и				м л н . \$	

NCF	млн.\$	10,353	10,398	10,443	10,489
Cumulative	млн.\$	-175,427	-165,028	-154,585	-144,096
с а s h f l o w					

DCF	млн.\$	7,647	7,527	7,409	7,292

Cumulative DCF	млн.\$	-178,585	-171,058	-163,649	-156,357

Сумма NCF	млн.\$	180,805			
NPV at considered discount rate	млн.\$	0,226			
Static payback period, years	лет	36			

при 3-х проводном исполнении

Приложение 4.а.

**Расчет рентабельности проекта строительства
второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

						Е д . и з м .					
Общая стоимость проекта				млн.\$		273,21					
Ставка дисконтирования						2,04%					
Анализируемый период				лет		53					
Базовый год		2002									

! период!		1	!	20	!	21	!	22	!	23	

! год !		!	2002	!	2021	!	2022	!	2023	!	2024

				Д о х о д ы							
Тариф на пере- с/кВтч		0,3013		0,4193		0,4193		0,4193		0,4193	
д а ч у				э / э							
О б ъ е м				п е р е д а ч и							
по второму млрд.				3,713		3,713		3,713		3,713	
т р а н з и т у								к В т ч			

Доход по вто- р о м у		млн.\$		15,565		15,565		15,565		15,565	
				т р а н з и т у							

О п е р а ц и о н н ы е				р а с х о д ы							
Амортизация		млн.\$		6,456		6,456		6,456		6,456	
Капитальный		млн.\$		0,948		0,948		0,948		0,948	
р е м о н т											
Эксплуатация		млн.\$		0,615		0,615		0,615		0,615	
Налог на		млн.\$		1,720		1,656		1,591		1,527	
и м у щ е с т в о											

Итого расходов	млн.\$	9,740	9,675	9,611	9,546

Прибыль	млн.\$	5,825	5,890	5,955	6,019
Налог на	млн.\$	1,748	1,767	1,786	1,806
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый	млн.\$	4,078	4,123	4,168	4,213
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$	10,534	10,579	10,624	10,669

O u t f l o w					
Инвестиции				млн. \$	

NCF	млн.\$	10,534	10,579	10,624	10,669
Cumulative	млн.\$	-133,563	-122,984	-112,360	-101,690
с а s h f l o w					

DCF	млн.\$	7,177	7,064	6,952	6,842
Cumulative DCF	млн.\$	-149,180	-142,116	-135,164	-128,322

Продолжение таблицы

	! период!	24	!	25	!	26	!	27	!	28	

	! год	!	2025	!	2026	!	2027	!	2028	!	2029

					Д	о	х	о	д	ы	
Тариф на пере-	с/кВтч	0,4193		0,4193		0,4193		0,4193		0,4193	
д а ч у					э	/	э				
О б ъ е м					п е р е д а ч и						
по второму	млрд.	3,713		3,713		3,713		3,713		3,713	
т р а н з и т у										к В т ч	

Доход по вто-	млн.\$	15,565		15,565		15,565		15,565		15,565	
р о м у					т р а н з и т у						

О п е р а ц и о н н ы е

		р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$ 0,948	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$ 0,615	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$ 1,462	1,398	1,333	1,523	1,459
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$ 9,481	9,417	9,352	9,542	9,478
----------------	--------------	-------	-------	-------	-------

Прибыль	млн.\$ 6,084	6,148	6,213	6,023	6,087
Налог на	млн.\$ 1,825	1,844	1,864	1,807	1,826
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый	млн.\$ 4,259	4,304	4,349	4,216	4,261
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
Итого	млн.\$ 10,715	10,760	10,805	10,672	10,717

O u t f l o w					
Инвестиции	млн.\$				25,469

NCF	млн.\$ 10,715	10,760	10,805	-14,797	10,717
Cumulative	млн.\$ -90,976	-80,216	-69,411	-84,208	-73,491
с а с h f l o w					

DCF	млн.\$ 6,734	6,627	6,522	-8,753	6,213
Cumulative DCF	млн.\$ -121,588	-114,961	-108,440	-117,192	-110,980

Продолжение таблицы

! период!	29	!	30	!	31	!	32	!	33
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---	----

! год	!	2030	!	2031	!	2032	!	2033	!	2034
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Д о х о д ы

Тариф на пере- ч у	с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
О б ъ е м			э / э			
по второму	млрд.	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713
т р а н з и т у					к В т ч	

Доход по вто- р о м у	млн.\$	15,565	15,565	15,565	15,565	15,565

О п е р а ц и о н н ы е						
			р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т						
Эксплуатация	млн.\$	0,615	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$	1,636	1,571	1,506	1,442	1,377
и м у щ е с т в о						

Итого расходов	млн.\$	9,656	9,590	9,526	9,461	9,397

Прибыль	млн.\$	5,910	5,975	6,039	6,104	6,168
Налог на	млн.\$	1,773	1,792	1,812	1,831	1,851
п р и б ы л ь						

I n f l o w						
Финансовый	млн.\$	4,137	4,182	4,228	4,273	4,318
р е з у л ь т а т						
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$	10,593	10,638	10,684	10,729	10,774

O u t f l o w						
Инвестиции				млн. \$	24,151	

NCF	млн.\$	-13,558	10,638	10,684	10,729	10,774
Cumulative	млн.\$	-87,049	-76,411	-65,727	-54,998	-44,224
с a s h f l o w						

DCF	млн.\$	-7,702	5,923	5,829	5,737	5,646

Cumulative DCF	млн.\$	-118,682	-112,759	-106,930	-101,193	-95,548
----------------	--------	----------	----------	----------	----------	---------

Продолжение таблицы

		! период!	3 4	!	3 5	!	3 6	!
		! год	2 0 3 5	!	2 0 3 6	!	2 0 3 7	!
		Д о х о д ы						
Тариф на пере-	с/кВтч		0,4193		0,4193		0,4193	
ч у			э / э					
О б ъ е м			п е р е д а ч и					
по второму	млрд.		3,713		3,713		3,713	
т р а н з и т у							к В т ч	
		Доход по вто-						
р о м у	млн.\$		15,565		15,565		15,565	
			т р а н з и т у					
		О п е р а ц и о н н ы е						
			р а с х о д ы					
Амортизация	млн.\$		6,456		6,456		6,456	
Капитальный	млн.\$		0,948		0,948		0,948	
р е м о н т								
Эксплуатация	млн.\$		0,615		0,615		0,615	
Налог на	млн.\$		1,313		1,248		1,184	
и м у щ е с т в о								
		Итого расходов						
	млн.\$		9,332		9,267		9,203	
		Прибыль						
	млн.\$		6,233		6,298		6,362	
Налог на	млн.\$		1,870		1,889		1,909	
п р и б ы л ь								
		I n f l o w						
Финансовый	млн.\$		4,363		4,408		4,454	
р е з у л ь т а т								
Амортизация	млн.\$		6,456		6,456		6,456	
		Итого						
	млн.\$		10,819		10,864		10,910	

И н в е с т и ц и и

NCF	млн.\$	10,819	10,864	10,910
Cumulative	млн.\$	-33,405	-22,541	-11,631
c a s h f l o w				

Сумма NCF	млн.\$	180,805
NPV at considered discount rate	млн.\$	0,226
Static payback period, years	лет	36

Приложение 4.а.

Е д . и з м .

Общая стоимость проекта	млн.\$	273,21
Ставка дисконтирования		2,04%
Анализируемый период	лет	53
Базовый год	2002	

!период! 1 ! 37 ! 38 ! 39 ! 40

! ГОД ! 2002 ! 2038 ! 2039 ! 2040 ! 2041

Тариф на пере- с/кВтч	0,3013	Д о х о д ы	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
д а ч у		э / э				
О б ъ е м		п е р е д а ч и				
по второму млрд.		3,713	3,713	3,713	3,713	3,713
т р а н з и т у					к В т ч	

Доход по вто-	млн.\$	15,565	15,565	15,565	15,565
р о м у		т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е

		р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$	1,119	1,055	0,990	0,925
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$	9,138	9,074	9,009	8,945
----------------	--------	-------	-------	-------	-------

Прибыль	млн.\$	6,427	6,491	6,556	6,620
Налог на	млн.\$	1,928	1,947	1,967	1,986
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый	млн.\$	4,499	4,544	4,589	4,634
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456
Итого	млн.\$	10,955	11,000	11,045	11,090

О u t f l o w

И н в е с т и ц и и

м л н . \$

NCF	млн.\$	10,955	11,000	11,045	11,090
Cumulative	млн.\$	-0,677	10,323	21,368	32,459
с а s h f l o w					

DCF	млн.\$	5,295	5,211	5,127	5,045
Cumulative DCF	млн.\$	-73,848	-68,638	-63,510	-58,465

Продолжение таблицы

! период!	41	!	42	!	43	!	44	!	45
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---	----

! год	!	2042	!	2043	!	2044	!	2045	!	2046
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Д о х о д ы

Тариф на пере- с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
д а ч у		э / э			
О б ъ е м		п е р е д а ч и			
по второму млрд.	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713
т р а н з и т у				к В т ч	

Доход по вто- р о м у	млн.\$ 15,565	15,565	15,565	15,565	15,565
		т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е

		р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$ 0,948	0,948	0,948	0,948	0,948
р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$ 0,615	0,615	0,615	0,615	0,615
Налог на	млн.\$ 0,861	0,796	0,732	0,667	0,603
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$ 8,880	8,816	8,751	8,686	8,622
----------------	--------------	-------	-------	-------	-------

Прибыль	млн.\$ 6,685	6,750	6,814	6,879	6,943
Налог на	млн.\$ 2,005	2,025	2,044	2,064	2,083
п р и б ы л ь					

I n f l o w

Финансовый	млн.\$ 4,679	4,725	4,770	4,815	4,880
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$ 6,456	6,456	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$ 11,135	11,181	11,226	11,271	11,316
-------	---------------	--------	--------	--------	--------

О u t f l o w

И н в е с т и ц и и				м л н . \$	
---------------------	--	--	--	------------	--

NCF	млн.\$ 11,135	11,181	11,226	11,271	11,316
Cumulative	млн.\$ 43,594	54,775	66,000	77,272	88,588
с а s h f l o w					

DCF	млн.\$ 4,965	4,885	4,807	4,730	4,654
-----	--------------	-------	-------	-------	-------

Cumulative DCF	млн.\$	-53,500	-48,615	-43,808	-39,078	-34,425
----------------	--------	---------	---------	---------	---------	---------

Продолжение таблицы

! период!	46	!	47	!	48	!	49	!	50
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---	----

! год	!	2047	!	2048	!	2049	!	2050	!	2051
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

			Д	о	х	о	д	ы		
Тариф на пере- с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193		
д а ч у			э	/	э					
О б ъ е м			п	е	р	е	д	а	ч	и
по второму	млрд. 3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	3,713	
т р а н з и т у										к В т ч

Доход по вто- р о м у	млн.\$	15,565	15,565	15,565	15,565	15,565	15,565	15,565		
			т	р	а	н	з	и	т	у

О п е р а ц и о н н ы е

			р	а	с	х	о	д	ы	
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456	
Капитальный	млн.\$	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	0,948	
р е м о н т										
Эксплуатация	млн.\$	0,615	0,615	0,615	0,615	0,615	0,615	0,615	0,615	
Налог на	млн.\$	0,538	0,473	0,409	0,344	0,280	0,280	0,280	0,280	
и м у щ е с т в о										

Итого расходов	млн.\$	8,557	8,493	8,428	8,364	8,299
----------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Прибыль	млн.\$	7,008	7,072	7,137	7,201	7,266
Налог на	млн.\$	2,102	2,122	2,141	2,160	2,180
п р и б ы л ь						

I n f l o w

Финансовый	млн.\$	4,905	4,951	4,996	5,041	5,086
р е з у л ь т а т						
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$	11,361	11,407	11,452	11,497	11,542
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

О u t f l o w						
И н в е с т и ц и и		м л н . \$				
NCF		млн.\$ 11,361	11,407	11,452	11,497	11,542
Cumulative		млн.\$ 99,949	111,356	122,808	134,305	145,847
с a s h f l o w						
DCF		млн.\$ 4,579	4,506	4,433	4,361	4,291
Cumulative DCF		млн.\$ -29,846	-25,341	-20,908	-16,547	-12,256

Продолжение таблицы

!	п е р и о д !	5 1	!	5 2	!	5 3	!

!	г о д	!	2 0 5 2	!	2 0 5 3	!	2 0 5 4

Тариф на пере- дачу	с/кВтч	Д о х о д ы 0,4193	0,4193	0,4193
О б ъ е м по второму т р а н з и т у	млрд.	э / э п е р е д а ч и 3,713	3,713	3,713 к В т ч

Доход по вто-	млн.\$	15,565	15,565	15,565
р о м у	т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е		р а с х о д ы		
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456
Капитальный	млн.\$	0,948	0,948	0,948
р е м о н т				
Эксплуатация	млн.\$	0,615	0,615	0,615
Налог на		млн.\$	0,215	0,151
и м у щ е с т в о				

Итого	расходов	млн.\$	8,234	8,170	8,019
Прибыль		млн.\$	7,331	7,395	7,546

Налог на прибыль	млн.\$	2,199	2,219	2,264

I n f l o w				
Финансовый результат	млн.\$	5,131	5,177	5,282
Амортизация	млн.\$	6,456	6,456	6,456

Итого	млн.\$	11,587	11,633	11,738

O u t f l o w				
Инвестиции			млн. \$	

NCF	млн.\$	11,587	11,633	11,738
Cumulative cash flow	млн.\$	157,434	169,067	180,805

DCF	млн.\$	4,221	4,153	4,107
Cumulative DCF	млн.\$	-8,035	-3,881	0,226

Сумма NCF			млн.\$	180,805
NPV at considered discount rate			млн.\$	0,226
Static payback period, years			лет	36

при 3-х проводном исполнении

Приложение 4.б.

Расчет рентабельности проекта строительства второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг

			Е д . и з м .	
Общая стоимость проекта	млн.\$		273,21	
Ставка дисконтирования			2,04%	
Анализируемый период	лет		53	
Базовый год	2002			

! период !	1	!	2	!	3	!	4	!	5

! год !	2002	!	2003	!	2004	!	2005	!	2006

Д о х о д ы

Тариф на пере- с/кВтч	0,3013	0,3505	0,3970	0,4193	0,4193
д а ч у		э / э			
О б ъ е м		п е р е д а ч и			
по второму млрд.				0,500	0,500
т р а н з и т у				к В т ч	

Доход по вто- млн.\$				2,096	2,096
р о м у		т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е					
		р а с х о д ы			
Амортизация млн.\$				2,218	3,848
К а п и т а л ь н ы й				м л н . \$	
р е м о н т					
Эксплуатация млн.\$				0,226	0,384
Налог на млн.\$				0,832	2,182
и м у щ е с т в о					

Итого расходов млн.\$				3,276	6,414

Прибыль млн.\$				-1,180	-4,317
Н а л о г	н а			м л н . \$	
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый млн.\$				-1,180	-4,317
р е з у л ь т а т					
Амортизация млн.\$				2,218	3,848

Итого млн.\$				1,038	-0,470

O u t f l o w					
Инвестиции млн.\$		56,973	63,189	69,406	59,173

NCF млн.\$		-56,973	-63,189	-68,368	-59,643
Cumulative млн.\$		-56,973	-120,162	-188,529	-248,172
с а s h f l o w					

DCF млн.\$		-55,801	-60,616	-64,235	-54,885

Cumulative DCF	млн.\$	-55,801	-116,417	-180,652	-235,537
----------------	--------	---------	----------	----------	----------

Продолжение таблицы

! период!		6	!	7	!	8	!	9	!	10	
! год		!	2007	!	2008	!	2009	!	2010	!	2011
		Д о х о д ы									
Тариф на пере- с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	
д а ч у		э / э									
О б ъ е м		п е р е д а ч и									
по второму	млрд. 0,500	3,025	3,070	3,275	3,450						
т р а н з и т у		к В т ч									
Доход по вто- р о м у	млн.\$ 2,096	12,683	12,871	13,731	14,464						
		т р а н з и т у									
О п е р а ц и о н н ы е		р а с х о д ы									
Амортизация	млн.\$ 5,477	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Капитальный	млн.\$					0,414	0,852				
р е м о н т											
Эксплуатация	млн.\$ 0,524	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	
Налог на	млн.\$ 2,182	2,792	2,722	2,653	2,584						
и м у щ е с т в о											
Итого расходов	млн.\$ 8,202	10,380	10,310	10,656	11,024						
Прибыль	млн.\$ -6,105	2,303	2,561	3,076	3,441						
Налог на	млн.\$	0,691	0,768	0,923	1,032						
п р и б ы л ь											
I n f l o w											
Финансовый	млн.\$ -6,105	1,612	1,793	2,153	2,408						
р е з у л ь т а т											
Амортизация	млн.\$ 5,477	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Итого	млн.\$ -0,628	8,557	8,738	9,099	9,354						

O u t f l o w							
Инвестиции				млн. \$	48,940		

NCF		млн.\$	-49,568	8,557	8,738	9,099	9,354
Cumulative		млн.\$	-297,740	-289,183	-280,445	-271,346	-261,992
c a s h f l o w							

DCF		млн.\$	-44,676	7,554	7,555	7,705	7,758
Cumulative DCF		млн.\$	-280,213	-272,659	-265,104	-257,399	-249,641

Продолжение таблицы

! период!		11	!	12	!	13	!	14	!	15	

! год		!	2012	!	2013	!	2014	!	2015	!	2016

		Д о х о д ы									
Тариф на пере-	с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	
д а ч у			э / э								
О б ъ е м		п е р е д а ч и									
по второму	млрд.	3,070	3,975	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	
т р а н з и т у									к В т ч		

Доход по вто-	млн.\$	15,513	16,666	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	
р о м у			т р а н з и т у								

О п е р а ц и о н н ы е											
		р а с х о д ы									
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Капитальный	млн.\$	0,852	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	
р е м о н т											
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	
Налог на	млн.\$	2,514	2,445	2,375	2,306	2,306	2,306	2,306	2,306	2,306	
и м у щ е с т в о											

Итого расходов	млн.\$	10,954	11,023	10,953	10,884	10,884	10,884	10,884	10,884	10,814	

Прибыль	млн.\$	4,558	5,643	6,341	6,411	6,411	6,411	6,411	6,411	6,480	

Налог на прибыль	млн.\$	1,367	1,693	1,902	1,923	1,944				

Inflow										
Финансовый результат	млн.\$	3,191	3,950	4,439	4,487	4,536				
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945				

Итого	млн.\$	10,136	10,895	11,384	11,433	11,481				

Outflow										
Инвестиции					млн. \$					

NCF	млн.\$	10,136	10,895	11,384	11,433	11,481				
Cumulative cash flow	млн.\$	-251,856	-240,961	-229,577	-218,144	-206,662				

DCF	млн.\$	8,234	8,669	8,871	8,726	8,583				
Cumulative DCF	млн.\$	-41,407	-232,738	-223,867	-215,141	-206,558				

Продолжение таблицы										

	! период!	16	!	17	!	18	!	19	!	

	! год	!	2017	!	2018	!	2019	!	2020	!

Доходы										
Тариф на передачу	с/кВтч	0,4193		0,4193		0,4193		0,4193		
Э / Э										
Объем передачи										
по второму транзиту	млрд.	4,125		4,125		4,125		4,125		
к В т ч										

Доход по второму транзиту	млн.\$	17,294		17,294		17,294		17,294		

Операционные										
расходы										
Амортизация	млн.\$	6,945		6,945		6,945		6,945		

Капитальный р е м о н т	млн.\$	0,990	0,990	0,990	0,990
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643
Налог на и м у щ е с т в о	млн.\$	2,167	2,097	2,028	1,958

Итого расходов	млн.\$	10,745	10,676	10,606	10,537

Прибыль	млн.\$	6,549	6,619	6,688	6,758
Налог на п р и б ы л ь	млн.\$	1,965	1,986	2,007	2,027

I n f l o w					
Финансовый р е з у л ь т а т	млн.\$	4,585	4,633	4,682	4,730
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	11,530	11,579	11,627	11,676

O u t f l o w					
Инвестиции				млн. \$	

NCF	млн.\$	11,530	11,579	11,627	11,676
Cumulative с a s h f l o w	млн.\$	-195,132	-183,554	-171,927	-160,251

DCF	млн.\$	8,442	8,303	8,167	8,032
Cumulative DCF	млн.\$	-198,116	-189,813	-181,646	-173,614

Сумма NCF				млн. \$	207,061
NPV at considered discount rate				млн.\$	0,361
Static payback period, years				лет	35

при 4-х проводном исполнении

Приложение 4.б.

Расчет рентабельности проекта строительства второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг

Общая стоимость проекта	млн.\$	297,68
Ставка дисконтирования		2,10%

Анализируемый период		лет		53							
Базовый год		2002									
! период!		1	!	20	!	21	!	22	!	23	
! год		!	2002	!	2021	!	2022	!	2023	!	2024
		Д о х о д ы									
Тариф на пере-	с/кВтч	0,3013	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	
д а ч у		э / э									
О б ъ е м		п е р е д а ч и									
по второму	млрд.	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	
т р а н з и т у		к В т ч									
Доход по вто-		млн.\$	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294	
р о м у		т р а н з и т у									
О п е р а ц и о н н ы е											
		р а с х о д ы									
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Капитальный	млн.\$	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990	
р е м о н т											
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643	
Налог на	млн.\$	1,889	1,820	1,750	1,681	1,681	1,681	1,681	1,681	1,681	
и м у щ е с т в о											
Итого расходов		млн.\$	10,467	10,398	10,328	10,259	10,259	10,259	10,259	10,259	
Прибыль		млн.\$	6,827	6,897	6,966	7,036	7,036	7,036	7,036	7,036	
Налог на	млн.\$	2,048	2,069	2,090	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	2,111	
п р и б ы л ь											
I n f l o w											
Финансовый	млн.\$	4,779	4,828	4,876	4,925	4,925	4,925	4,925	4,925	4,925	
р е з у л ь т а т											
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945	
Итого		млн.\$	11,724	11,773	11,822	11,870	11,870	11,870	11,870	11,870	

О u t f l o w

И н в е с т и ц и и

м л н . \$

NCF млн.\$ 11,724 11,773 11,822 11,870

Cumulative млн.\$ -148,526 -136,753 -124,931 -113,061

с a s h f l o w

DCF млн.\$ 7,900 7,796 7,641 7,514

Cumulative DCF млн.\$ -165,715 -157,946 -150,305 -142,790

Продолжение таблицы

! период! 24 ! 25 ! 26 ! 27 ! 28

! год ! 2025 ! 2026 ! 2027 ! 2028 ! 2029

Д о х о д ы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193 0,4193 0,4193 0,4193 0,4193

д а ч у

э / э

О б ъ е м

п е р е д а ч и

по второму млрд. 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125

т р а н з и т у

к В т ч

Доход по вто- млн.\$ 17,294 17,294 17,294 17,294 17,294

р о м у

т р а н з и т у

О п е р а ц и о н н ы е

р а с х о д ы

Амортизация млн.\$ 6,945 6,945 6,945 6,945 6,945

Капитальный млн.\$ 0,990 0,990 0,990 0,990 0,990

р е м о н т

Эксплуатация млн.\$ 0,643 0,643 0,643 0,643 0,643

Налог на млн.\$ 1,611 1,542 1,472 1,658 1,588

и м у щ е с т в о

Итого расходов млн.\$ 10,189 10,120 10,050 10,236 10,166

Прибыль млн.\$ 7,105 7,175 7,244 7,059 7,128

Налог на млн.\$ 2,132 2,152 2,173 2,118 2,138

п р и б ы л ь

I n f l o w

Финансовый	млн.\$	4,974	5,022	5,071	54,941	4,990
------------	--------	-------	-------	-------	--------	-------

р е з у л ь т а т

Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945
-------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Итого	млн.\$	11,919	11,968	12,016	11,887	11,935
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

O u t f l o w

Инвестиции	млн.\$					25,469
------------	--------	--	--	--	--	--------

NCF	млн.\$	11,919	11,968	12,016	-13,582	11,935
-----	--------	--------	--------	--------	---------	--------

Cumulative	млн.\$	-101,142	-89,175	-77,158	-90,741	-78,806
------------	--------	----------	---------	---------	---------	---------

с а s h f l o w

DCF	млн.\$	7,390	7,268	7,147	-7,912	6,810
-----	--------	-------	-------	-------	--------	-------

Cumulative DCF	млн.\$	-135,400	-128,133	-120,986	-128,898	-122,088
----------------	--------	----------	----------	----------	----------	----------

Продолжение таблицы

! период!	29	!	30	!	31	!	32	!	33
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---	----

! год	!	2030	!	2031	!	2032	!	2033	!	2034
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Тариф на пере- с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
д а ч у		э / э			

О б ъ е м		п е р е д а ч и			
по второму	млрд.	4,125	4,125	4,125	4,125
т р а н з и т у					к В т ч

Доход по вто-	млн.\$	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294
р о м у			т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е

Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945
Капитальный	млн.\$	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990

р е м о н т					
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643
Налог на	млн.\$	1,760	1,691	1,621	1,552
и м у щ е с т в о					

Итого расходов	млн.\$	10,338	10,269	10,199	11,130	10,061
----------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Прибыль	млн.\$	6,956	7,026	7,095	7,165	7,234
Налог на	млн.\$	2,087	2,108	2,129	2,149	2,170
п р и б ы л ь						

I n f l o w						
Финансовый	млн.\$	4,869	4,918	4,967	5,015	5,064
р е з у л ь т а т						
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	11,815	11,863	11,912	11,961	12,009
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

O u t f l o w						
Инвестиции			млн. \$	24,151		

NCF	млн.\$	-12,336	11,863	11,912	11,961	12,009
Cumulative	млн.\$	-91,142	-79,279	-67,367	-55,406	-43,397
с а s h f l o w						

DCF	млн.\$	-6,894	6,493	6,386	6,280	6,176
Cumulative DCF	млн.\$	-128,982	-122,489	-116,103	-109,823	-103,648

Продолжение таблицы

! период!	34	!	35	!	36	!
-----------	----	---	----	---	----	---

! год	!	2035	!	2036	!	2037	!
-------	---	------	---	------	---	------	---

			Д о х о д ы			
Тариф на пере-	с/кВтч	0,4193		0,4193		0,4193
д а ч у			э / э			
О б ъ е м			п е р е д а ч и			
по второму	млрд.	4,125		4,125		4,125

т р а н з и т у		к В т ч		

Доход по вто-	млн.\$	17,294	17,294	17,294
р о м у	т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е				
		р а с х о д ы		
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945
Капитальный	млн.\$	0,990	0,990	0,990
р е м о н т				
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643
Налог на	млн.\$	1,413	1,343	1,274
и м у щ е с т в о				

Итого расходов	млн.\$	9,991	9,922	9,852

Прибыль	млн.\$	7,303	7,373	7,442
Налог на	млн.\$	2,191	2,212	2,233
п р и б ы л ь				

I n f l o w				
Финансовый	млн.\$	5,112	5,161	5,210
р е з у л ь т а т				
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	12,058	12,106	12,155

O u t f l o w				
И н в е с т и ц и и			м л н . \$	

NCF	млн.\$	12,058	12,106	12,155
Cumulative	млн.\$	-31,339	-19,233	-7,078
с а s h f l o w				

DCF	млн.\$	6,073	5,972	5,873
Cumulative DCF	млн.\$	-97,574	-91,602	-85,729

Сумма NCF			млн.\$	207,061
NPV at considered discount rate			млн.\$	0,361

Приложение 4.б.

Е д . и з м .

Д О Х О Д Ы

р а с х о д ы

Прибыль	млн.\$	7,512	7,581	7,651	7,720
---------	--------	-------	-------	-------	-------

Налог на	млн.\$	2,254	2,274	2,295	2,316
п р и б ы л ь					

I n f l o w					
Финансовый	млн.\$	5,258	5,307	5,355	5,404
р е з у л ь т а т					
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	12,204	12,252	12,301	12,349

O u t f l o w					
И н в е с т и ц и и				млн. \$	

NCF	млн.\$	12,204	12,252	12,301	12,349
Cumulative	млн.\$	5,126	17,378	29,679	42,029
с a s h f l o w					

DCF	млн.\$	5,775	5,679	5,584	5,491
Cumulative DCF	млн.\$	-79,954	-74,275	-68,691	-63,200

Продолжение таблицы					

	! период!	41	! 42	! 43	! 44 ! 45

	! год !	2042	! 2043	! 2044	! 2045 ! 2046

			Д о х о д ы		
Тариф на пере-	с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
д а ч у			э / э		
О б ъ е м			п е р е д а ч и		
по второму	млрд.	4,125	4,125	4,125	4,125
т р а н з и т у				к В т ч	

Доход по вто-	млн.\$	17,294	17,294	17,294	17,294
р о м у			т р а н з и т у		

О п е р а ц и о н н ы е					
			р а с х о д ы		
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945

Капитальный р е м о н т	млн.\$	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643
Налог на и м у щ е с т в о	млн.\$	0,927	0,857	0,788	0,718	0,649

Итого расходов	млн.\$	9,505	9,435	9,366	9,297	9,227
----------------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Прибыль	млн.\$	7,790	7,859	7,929	7,998	8,067
Налог на п р и б ы л ь	млн.\$	2,337	2,358	2,379	2,399	2,420

I n f l o w						
Финансовый	млн.\$	5,453	5,501	5,550	5,599	5,647
р е з у л ь т а т						
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	12,398	12,447	12,495	12,544	12,593
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

O u t f l o w						
И н в е с т и ц и и					млн. \$	

NCF	млн.\$	12,398	12,447	12,495	12,544	12,593
Cumulative	млн.\$	54,427	66,873	79,369	91,913	104,505
с a s h f l o w						

DCF	млн.\$	5,399	5,309	5,220	5,132	5,046
Cumulative DCF	млн.\$	-57,801	-52,492	-47,272	-42,140	-37,093

Продолжение таблицы

! период!	46	!	47	!	48	!	49	!	50
-----------	----	---	----	---	----	---	----	---	----

! год	!	2047	!	2048	!	2049	!	2050	!	2051
-------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Тариф на пере- ч у	с/кВтч	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193	0,4193
О б ъ е м			Д о х о д ы э / э п е р е д а ч и			

по второму	млрд.	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
т р а н з и т у					к В т ч	

Доход по вто-	млн.\$	17,294	17,294	17,294	17,294	17,294
р о м у			т р а н з и т у			

О п е р а ц и о н н ы е						
			р а с х о д ы			
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945
Капитальный	млн.\$	0,990	0,990	0,990	0,990	0,990
р е м о н т						
Эксплуатация	млн.\$	0,643	0,643	0,643	0,643	0,643
Налог на	млн.\$	0,579	0,510	0,441	0,371	0,302
и м у щ е с т в о						

Итого расходов	млн.\$	9,158	9,088	9,019	8,949	8,880

Прибыль	млн.\$	8,137	8,206	8,276	8,345	8,415
Налог на	млн.\$	2,441	2,462	2,483	2,504	2,524
п р и б ы л ь						

I n f l o w						
Финансовый	млн.\$	5,696	5,744	5,793	5,842	5,890
р е з у л ь т а т						
Амортизация	млн.\$	6,945	6,945	6,945	6,945	6,945

Итого	млн.\$	12,641	12,690	12,738	12,787	12,836

O u t f l o w						
И н в е с т и ц и и					м л н . \$	

NCF	млн.\$	12,641	12,690	12,738	12,787	12,836
Cumulative	млн.\$	117,146	129,836	142,575	155,362	168,197
с а s h f l o w						

DCF	млн.\$	4,962	4,878	4,796	4,716	4,636
Cumulative DCF	млн.\$	-32,132	-27,253	-22,457	-17,741	-13,105

Продолжение таблицы

! период!				5 1	!	5 2	!	5 3	!
! год				2 0 5 2	!	2 0 5 3	!	2 0 5 4	!
Д о х о д ы									
Тариф на пере-с/кВтч	0,4193			0,4193				0,4193	
д а ч у	э / э								
О б ъ е м	п е р е д а ч и								
по второму	млрд.	4,125		4,125				4,125	
т р а н з и т у	к В т ч								
Доход по вто-									
р о м у	млн.\$	17,294		17,294				17,294	
т р а н з и т у									
О п е р а ц и о н н ы е									
р а с х о д ы									
Амортизация	млн.\$	6,945		6,945				6,945	
Капитальный	млн.\$	0,990		0,990				0,990	
р е м о н т									
Эксплуатация	млн.\$	0,643		0,643				0,643	
Налог на	млн.\$		0,232					0,163	
и м у щ е с т в о									
Итого расходов	млн.\$	8,810		8,741				8,578	
Прибыль	млн.\$	8,484		8,554				8,716	
Налог на	млн.\$	2,545		2,566				2,615	
п р и б ы л ь									
I n f l o w									
Финансовый	млн.\$	5,939		5,988				6,101	
р е з у л ь т а т									
Амортизация	млн.\$	6,945		6,945				6,945	
Итого	млн.\$	12,884		12,933				13,047	
O u t f l o w									
Инвестиции	млн. \$								

дисконт.	9%	млн.\$	1,528	1,418	1,316	1,221	1,133	1,051	0,975
----------	----	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Продолжение таблицы

!	год	!	2024	!	2025	!	2026	!	2027	!	2028	!	2029	!	2030
---	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Прибыль		млн.\$	6,019	6,084	6,148	6,213	6,023	6,087	5,910
дисконт.	5%	млн.\$	2,058	1,981	1,906	1,835	1,694	1,630	1,508
дисконт.	7%	млн.\$	1,359	1,283	1,212	1,145	1,037	0,980	0,889
дисконт.	9%	млн.\$	0,904	0,838	0,777	0,720	0,641	0,594	0,529

Продолжение таблицы

!	год	!	2031	!	2032	!	2033	!	2034	!	2035	!	2036	!	2037	!	2038
---	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Прибыль		млн.\$	5,975	6,039	6,104	6,168	6,233	6,298	6,362	6,427
дисконт.	5%	млн.\$	1,452	1,397	1,345	1,295	1,246	1,199	1,153	1,110
дисконт.	7%	млн.\$	0,840	0,793	0,749	0,708	0,668	0,631	0,596	0,563
дисконт.	9%	млн.\$	0,491	0,455	0,422	0,391	0,363	0,336	0,312	0,289

Продолжение таблицы

!	год	!	2039	!	2040	!	2041	!	2042	!	2043	!	2044	!	2045	!	2046
---	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Прибыль		млн.\$	6,491	6,556	6,620	6,685	6,750	6,814	6,879	6,943
дисконт.	5%	млн.\$	1,067	1,027	0,987	0,950	0,913	0,878	0,844	0,811
дисконт.	7%	млн.\$	0,531	0,501	0,473	0,446	0,421	0,397	0,375	0,354
дисконт.	9%	млн.\$	0,268	0,248	0,230	0,213	0,197	0,183	0,169	0,157

Продолжение таблицы

!	год	!	2047	!	2048	!	2049	!	2050	!	2051	!	2052	!	2053	!	2054
---	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

Прибыль		млн.\$	7,008	7,072	7,137	7,201	7,266	7,331	7,395	7,546
дисконт.	5%	млн.\$	0,780	0,750	0,720	0,692	0,665	0,639	0,614	0,597
дисконт.	7%	млн.\$	0,334	0,315	0,297	0,280	0,264	0,249	0,235	0,224
дисконт.	9%	млн.\$	0,145	0,134	0,124	0,115	0,107	0,099	0,091	0,085

Прибыль	(2003-2054	гг.)	млн.\$	275,046
	дисконт.	5 %	млн.\$	69,122
	дисконт.	7 %	млн.\$	44,059
	дисконт. 9%	млн.\$	29,291	

! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 !...!...! 2028

Инвестиции	млн.\$	52,059	58,127	64,196	54,341	44,487	25,469
дисконт. 5%	млн.\$	49,580	52,723	55,454	44,707	34,856	7,163
дисконт. 7%	млн.\$	48,654	50,771	52,403	41,457	31,718	4,386
дисконт. 9%	млн.\$	47,761	48,925	49,571	38,497	28,913	2,710

Продолжение таблицы

! год ! 2029 ! 2030 !

Инвестиции	млн.\$	24,151
дисконт. 5 %	млн.\$	6,161
дисконт. 7 %	млн.\$	3,632
дисконт. 9 %	млн.\$	2,163

Инвестиции	(2003-2054	гг.)	млн.\$	322,830
	дисконт.	5 %	млн.\$	250,645
	дисконт.	7 %	млн.\$	233,020
	дисконт. 9%	млн.\$	218,539	

Норма рентабельности проекта Север-Юг

без дисконт. 85,2 %

дисконт. 5 % 27,6 %

дисконт. 7 % 18,9 %

дисконт. 9% 13,4%

при 3-х проводном исполнении

Приложение 5.б.

Расчет нормы рентабельности проекта Север-Юг

! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

Прибыль	млн.\$	-1,180	-4,317	-6,105	2,303	2,561
дисконт. 5%	млн.\$	-1,019	-3,552	-4,784	1,718	1,820
дисконт. 7%	млн.\$	-0,963	-3,294	-4,353	1,534	1,595

ДИСКОНТ. 9% МЛН.\$	-0,911	-3,059	-3,968	1,373	1,401
--------------------	--------	--------	--------	-------	-------

Продолжение таблицы

! ГОД ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

Прибыль		млн.\$	3,076	3,441	4,558	5,643	6,341	6,411	6,480
дисконт.	5%	млн.\$	2,082	2,218	2,798	3,299	3,531	3,400	3,273
дисконт.	7%	млн.\$	1,790	1,871	2,317	2,681	2,816	2,660	2,513
дисконт.	9%	млн.\$	1,544	1,584	1,925	2,187	2,254	2,091	1,939

Продолжение таблицы

! ГОД ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 ! 2023

Прибыль		млн.\$	6,549	6,619	6,688	6,758	6,827	6,897	6,966
дисконт.	5%	млн.\$	3,150	3,032	2,918	2,808	2,702	2,599	2,500
дисконт.	7%	млн.\$	2,374	2,242	2,117	1,999	1,888	1,782	1,682
дисконт.	9%	млн.\$	1,798	1,667	1,545	1,433	1,328	1,231	1,140

Продолжение таблицы

! ГОД ! 2024 ! 2025 ! 2026 ! 2027 ! 2028 ! 2029 ! 2030

Прибыль		млн.\$	7,036	7,105	7,175	7,244	7,059	7,128	6,956
дисконт.	5%	млн.\$	2,405	2,313	2,225	2,139	1,985	1,909	1,774
дисконт.	7%	млн.\$	1,588	1,499	1,414	1,335	1,215	1,147	1,046
дисконт.	9%	млн.\$	1,057	0,979	0,907	0,840	0,751	0,696	0,623

Продолжение таблицы

! ГОД ! 2031! 2032! 2033! 2034! 2035! 2036! 2037! 2038

Прибыль		млн.\$	7,026	7,095	7,165	7,234	7,303	7,373	7,442	7,512
дисконт.	5%	млн.\$	1,707	1,642	1,579	1,518	1,460	1,403	1,349	1,297
дисконт.	7%	млн.\$	0,988	0,932	0,880	0,830	0,783	0,739	0,697	0,658
дисконт.	9%	млн.\$	0,577	0,535	0,495	0,459	0,425	0,394	0,365	0,338

Продолжение таблицы

		! год	! 2039!	2040!	2041!	2042!	2043!	2044!	2045!	2046

Прибыль		млн.\$	7,581	7,651	7,720	7,790	7,859	7,929	7,998	8,067
дисконт.	5%	млн.\$	1,247	1,198	1,151	1,106	1,063	1,022	0,981	0,943
дисконт.	7%	млн.\$	0,620	0,585	0,552	0,520	0,490	0,462	0,436	0,411
дисконт.	9%	млн.\$	0,313	0,289	0,268	0,248	0,230	0,212	0,197	0,182

Продолжение таблицы

		! год	! 2047!	2048!	2049!	2050!	2051!	2052!	2053!	2054

Прибыль		млн.\$	8,137	8,206	8,276	8,345	8,415	8,484	8,554	8,716
дисконт.	5%	млн.\$	0,906	0,870	0,835	0,802	0,770	0,740	0,710	0,689
дисконт.	7%	млн.\$	0,387	0,365	0,344	0,324	0,306	0,288	0,271	0,258
дисконт.	9%	млн.\$	0,168	0,156	0,144	0,133	0,123	0,114	0,106	0,099

Прибыль	(2003-2054 гг.)	млн.\$	314,094	6,040
дисконт. 5%		млн.\$	76,235	1,466
дисконт. 7%		млн.\$	47,625	0,916
дисконт. 9%	млн.\$	30,924	0,595	

		! год	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	!...!...!	2028

Инвестиции	млн.\$	56,973	63,189	69,406	59,173	48,940			25,469
дисконт. 5%	млн.\$	54,260	57,314	59,955	48,682	38,346			7,163
дисконт. 7%	млн.\$	53,245	55,192	56,656	45,143	34,894			4,386
дисконт. 9%	млн.\$	52,269	53,185	53,594	41,919	31,808			2,710

Продолжение таблицы

			!	г о д	!	2 0 2 9	!	2 0 3 0	!

Инвестиции		млн. \$						24,151	
дисконт.	5 %	млн. \$						6,161	
дисконт.	7 %	млн. \$						3,632	
дисконт.	9 %	млн. \$						2,163	

н о в р е м е н н о й
к о м и с с и и
(1 %)

CF(поступле- ние - выплата ден .	37,67	42,67	45,25	35,80	26,66	-24,93	-24,26	-23,59
--	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------

с р е д с т в)
All-in-cost 5,40%

Продолжение таблицы

	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015	! 2016	! 2017
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

П о с т у п л е н и е
з а е м н ы х
с р е д с т в
Всего

	22,921	22,252	21,582	20,912	20,242	19,572	18,903
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

р а с х о д ы
к р е д и т у ,
в
т . ч . :
выплата

	14,884	14,884	14,884	14,884	14,884	14,884	14,884
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

о с н о в н о й
с у м м ы
к р е д и т а
выплата

	8,037	7,368	6,698	6,028	5,358	4,688	4,019
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

п р о ц е н т о в
к р е д и т
в ы п л а т а
к о м и с с и й
о б ь я з а т е л ь -
с т в а
(0 , 5 %)
в ы п л а т а
е д и -
н о в р е м е н н о й
к о м и с с и и
(1 %)

CF(поступле- ние - выплата ден .	-22,92	-22,25	-21,58	-20,91	-20,24	-19,57	-18,90
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

с р е д с т в)
All-in-cost

Продолжение таблицы

	! 2018	! 2019	! 2020	! 2021	! 2022	!

П о с т у п л е н и е						
з а е м н ы х						
с р е д с т в						
Всего	18,233	17,563	16,893	16,224	15,554	
р а с х о д ы						п о
к р е д и т у ,						
в						т . ч . :
выплата	14,884	14,884	14,884	14,884	14,884	
о с н о в н о й						
с у м м ы						
к р е д и т а						
выплата	3,349	2,679	2,009	1,340	0,670	
п р о ц е н т о в						з а
к р е д и т						
в ы п л а т а						
к о м и с с и й						и
о б я з а т е л ь -						
с т в а		(0 , 5 %)				
в ы п л а т а						е д и -
н о в р е м е н н о й						
к о м и с с и и						
(1 %)						

CF(поступле-	-18,23	-17,56	-16,89	-16,22	-15,55	
н и е - в ы п л а т а						
д е н .						с р е д с т в)
A l l - i n - c o s t						

Схема 1

Приложение 6.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм
займов по кредиту Банка Развития Казахстана**

Сумма кредита	млн.долл.	74,42
Ставка вознаграждения	%	10,0%
Срок погашения, лет	лет	10

м л н . \$

	! 2003!	2004!	2005!	2006!	2007 !	2008 !	2009 !	2010
Поступление з а е м н ы х с р е д с т в Всего	14,24	15,80	17,35	14,79	12,24			
р а с х о д ы к р е д и т у , в								
выплата о с н о в н о й с у м м ы к р е д и т а выплата	1,431	3,012	4,748	6,226	7,448	8,866	10,304	11,738
п р о ц е н т о в к р е д и т е д и н о в р е м е н - н а я (0,05%)								
CF(поступле- н и е - в ы п л а т а д е н . All-in-cost	12,81	12,79	12,60	8,57	4,79	-8,87	-10,30	-11,74
с р е д с т в)								
11,87%								

Продолжение таблицы

	! 2011 !	2012 !	2013 !	2014 !	2015 !	2016 !	2017
П о с т у п л е н и е з а е м н ы х с р е д с т в Всего	12,744	13,345	12,601	11,857	11,113	10,369	9,624
р а с х о д ы к р е д и т у , в							
выплата о с н о в н о й	6,219	7,442	7,442	7,442	7,442	7,442	7,442

с у м м ы
к р е д и т а
выплата 6,525 5,903 5,159 4,415 3,671 2,927 2,182
п р о ц е н т о в з а
к р е д и т
е д и н о в р е м е н -
н а я к о м и с с и я
(0 , 0 5 %)

CF(поступле- -12,74 -13,35 -12,60 -11,86 -11,11 -10,37 -9,62
н и е - в ы п л а т а
д е н . с р е д с т в)
All-in-cost

Продолжение таблицы

! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 !

П о с т у п л е н и е
з а е м н ы х
с р е д с т в
Всего 7,456 5,274 3,095 1,346
р а с х о д ы п о
к р е д и т у ,
в т . ч . :
выплата 6,018 4,438 2,703 1,224
о с н о в н о й
с у м м ы
к р е д и т а
выплата 1,438 0,836 0,393 0,122
п р о ц е н т о в з а
к р е д и т
в ы п л а т а
к о м и с с и й и
о б я з а т е л ь -
с т в а (0 , 5 %)
в ы п л а т а е д и -
н о в р е м е н н о й
к о м и с с и и
(1 %)

CF(поступле-	-7,46	-5,27	-3,10	-1,35
ние - выплата				
ден .		с р е д с т в)		
All - i n - c o s t				

Схема 1

Приложение 6.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм
займов по Схеме финансирования 1**

Сумма кредита млн.долл. 297,68

м л н . \$

	! 2003!	2004!	2005 !	2006 !	2007 !	2008 !	2009 !	2010
Поступление	56,97	63,19	69,41		59,17		48,94	
з а е м н ы х								
с р е д с т в								
Всего	6,490	7,733	11,551	14,804	17,495	33,797	34,565	35,329
р а с х о д ы								
к р е д и т у ,								
в								
выплата						16,308	17,888	19,623
о с н о в н о й								
с у м м ы								
выплата	3,347	7,060	11,137	14,613	17,489	17,489	16,676	15,706
п р о ц е н т о в								
выплата			0,903	0,666		0,405		0,184
к о м и с с и й								
о б я з а т е л ь -								
с т в								
выплата еди-	2,240	0,008		0,009		0,007		0,006
н о в р е м е н н о й								
к о м и с с и и								
О б щ а я								
с у м м а								
в ы п л а т								
д е н е ж н ы х								
с р е д с т в								
п о								

п о л у ч е н и ю		и	
о б с л у ж и в а н и ю		4 9 1 , 4 4 0	
к р е д и т а			
(в к л ю ч а я			
в ы п л а т у		о с -	
н о в н о й		с у м м ы	
к р е д и т а)			
В ы п л а т а	в о з -	1 9 3 , 7 6 0	
н а г р а ж д е н и я			
и комиссий			
CF(поступле-	50,48 55,46 57,85 44,37 31,45 -33,80 -34,56 -35,33		
н и е - в ы п л а т а			
д е н .		с р е д с т в)	
All-in-cost 6,97%			

Продолжение таблицы

	! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 ! 2017
П о с т у п л е н и е	
з а е м н ы х	
с р е д с т в	
Всего	35,665 35,597 34,183 32,769 31,355 29,941 28,527
р а с х о д ы	п о
к р е д и т у ,	
в	т . ч . :
выплата	21,103 22,326 22,326 22,326 22,326 22,326 22,326
о с н о в н о й	
с у м м ы	
выплата	14,563 13,271 11,857 10,443 9,029 7,615 6,201
п р о ц е н т о в	
в ы п л а т а	
к о м и с с и й	и
о б я з а т е л ь -	
с т в	
в ы п л а т а	е д и -
н о в р е м е н н о й	
к о м и с с и и	
О б щ а я	с у м м а

в ы п л а т
д е н е ж н ы х
с р е д с т в
п о л у ч е н и ю
о б с л у ж и в а н и ю
к р е д и т а
(в к л ю ч а я
в ы п л а т у
н о в н о й
к р е д и т а)

п о
и

о с -
с у м м ы

В ы п л а т а
н а г р а ж д е н и я
и комиссий

в о з -

CF(поступле-	-35,67	-35,60	-34,18	-32,77	-31,36	-29,94	-28,53
ни е - в ы п л а т а							
д е н .							

с р е д с т в)

All-in-cost

Продолжение таблицы

! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 !

П о с т у п л е н и е
з а е м н ы х
с р е д с т в

Всего	25,689	22,838	19,989	17,569	15,554
-------	--------	--------	--------	--------	--------

р а с х о д ы п о

к р е д и т у ,

в т . ч . :

выплата	20,902	19,322	17,587	16,108	14,884
---------	--------	--------	--------	--------	--------

о с н о в н о й

с у м м ы

выплата	4,787	3,516	2,402	1,462	0,670
---------	-------	-------	-------	-------	-------

п р о ц е н т о в

в ы п л а т а

к о м и с с и й и

о б я з а т е л ь -

с т в

в ы п л а т а

е д и -

н о в р е м е н н о й

к о м и с с и и

О б щ а я с у м м а

в ы п л а т

д е н е ж н ы х

с р е д с т в

п о

п о л у ч е н и ю

и

о б с л у ж и в а н и ю

к р е д и т а

(в к л ю ч а я

в ы п л а т у

о с -

н о в н о й

с у м м ы

к р е д и т а)

В ы п л а т а

в о з -

н а г р а ж д е н и я

и

к о м и с с и й

СФ(поступле-

-25,69

-22,84

-19,99

-17,57

-15,55

н и е - в ы п л а т а

д е н .

с р е д с т в)

A l l - i n - c o s t

Схема 1

Приложение 7.1.

Расчет выплат вознаграждения и основных сумм займа по экспортному кредиту европейского коммерческого банка

Сумма кредита	млн.долл.	68,47
Ставка вознаграждения	%	4,5%
Срок погашения, лет	лет	10

м л н . %

! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009! 2010

Поступление

13,10

14,53

15,96

13,61

11,26

з а е м н ы х

с р е д с т в

Всего расходы

7,232

1,346

2,024

2,603

3,081

9,928

9,620

9,311

п о

к р е д и т у ,

в

т . ч . :

выплата основной

6,847

6,847

6,847

с у м м ы

к р е д и т а

выплата процен-	0,590	1,244	1,962	2,574	3,081	3,081	2,773	2,465
т о в	з а				к р е д и т			
выплата комиссий			0,138	0,102	0,062		0,028	
и			о б я з а т е л ь с т в					
(0 , 2 5 %)								
выплата единов -							0 , 3 4 2	
ременной					к о м и с с и и			
(0 , 5 %)								
премия за гаран -							6 , 1 6 2	
тию	Г е р м е с				(9 %)			

CF (поступление -	5,87	13,19	13,94	11,01	8,18	-9,93	-9,62	-9,31
в ы п л а т а					д е н .			
с р е д с т в)								
All-in-cost	7,38%							

Продолжение таблицы

! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017

П о с т у п л е н и е

з а е м н ы х

с р е д с т в

Всего расходы 9,003 8,695 8,387 8,079 7,771 7,463 7,155

п о к р е д и т у ,

в т . ч . :

выплата основной 6,847 6,847 6,847 6,847 6,847 6,847 6,847

с у м м ы к р е д и т а

выплата процен- 2,157 1,849 1,540 1,232 0,924 0,616 0,308

т о в з а к р е д и т

в ы п л а т а к о м и с с и й

и о б я з а т е л ь с т в

(0 , 2 5 %)

в ы п л а т а е д и н о в -

ременной к о м и с с и и

(0 , 5 %)

п р е м и я з а г а р а н -

тию Г е р м е с (9 %)

CF (поступление-	-9,00	-8,70	-8,39	-8,08	-7,77	-7,46	-7,15
в ы п л а т а							д е н .

с р е д с т в)
A l l - i n - c o s t

Схема 2

Приложение 7.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм
займа по коммерческому кредиту европейского банка**

Сумма кредита			млн.долл.		110,14	
Ставка вознаграждения			%		7,5%	
Срок погашения, лет	лет		2			

Схема 2

Приложение 7.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм
займов по кредитам Банка Развития Казахстана**

Сумма кредита млн.долл. 119,07

Ставка вознаграждения % 10,0%

Срок погашения, лет лет 10

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008	! 2009
Поступление з а е м н ы х с р е д с т в	22,79	25,28	27,76	23,67	19,58		
Всего расходы	2,290	4,819	7,597	9,961	11,917	14,186	16,486
п о в к р е д и т у , т . ч . :							
выплата о с н о в н о й с у м м ы						2,279	4,806
к р е д и т а выплата	2,279	4,806	7,583	9,950	11,907	11,907	11,679
п р о ц е н т о в к р е д и т единовремен-	0,011	0,013	0,014	0,012	0,010		
н а я к о м и с с и я (0 , 0 5 %)							
CF (поступле- н и е ден . с р е д с т в)	20,50	20,46	20,17	13,71	7,66	-14,19	-16,49
All-in-cost							
11,87%							

Продолжение таблицы

	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015	! 2016
П о с т у п л е н и е з а е м н ы х с р е д с т в							
Всего расходы	18,781	20,390	21,353	20,162	18,971	17,780	16,590
п о в к р е д и т у , т . ч . :							
выплата	7,583	9,950	11,907	11,907	11,907	11,907	11,907

о с н о в н о й
с у м м ы к р е д и т а
выплата 11,199 10,440 9,445 8,255 7,064 5,873 4,683
п р о ц е н т о в з а
к р е д и т
е д и н о в р е м е н -
н а я к о м и с с и я
(0 , 0 5 %)

CF (поступле- -18,78 -20,39 -21,35 -20,16 -18,997 -17,78 -16,59
н и е - в ы п л а т а
д е н . с р е д с т в)
All-in-cost

Продолжение таблицы

! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021

П о с т у п л е н и е
з а е м н ы х
с р е д с т в
Всего расходы 15,399 11,929 8,439 4,953 2,153
п о к р е д и т у ,
в т . ч . :
выплата 11,907 9,628 7,101 4,325 1,958
о с н о в н о й
с у м м ы к р е д и т а
выплата 3,492 2,301 1,338 0,628 0,196
п р о ц е н т о в з а
к р е д и т
е д и н о в р е м е н -
н а я к о м и с с и я
(0 , 0 5 %)

CF (поступле- -15,40 -11,93 -8,44 -4,95 -2,15
н и е - в ы п л а т а
д е н . с р е д с т в)
A l l - i n - c o s t

Приложение 7.4.

Расчет выплат вознаграждения и основных сумм займа по Схеме финансирования 2

Сумма кредита млн.долл. 297,68

	м л н . %					
	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008 ! 2009
Поступление		56,97	63,19	69,41	59,17	48,94
з а е м н ы х						
с р е д с т в						
Всего расходы	19,587	9,664	14,981	19,512	23,259	87,445 85,306
п о						
к р е д и т у ,						
в						
т . ч . :						
выплата основной					64,196	66,724
с у м м ы						
выплата процентов	4,450	9,385	14,805	19,427	23,249	23,249 18,583
выплата комиссий		0,361	0,266		0,162	0,073
и						
о б я з а т е л ь с т в						
единовременные	0,904	0,013		0,014	0,012	0,010
в ы п л а т ы						
премия	з а		г а р а н -		13,872	
т и ю	Г е р м е с				(9 %)	
О б щ а я						
с у м м а						
в ы п л а т						
д е н е ж н ы х						
с р е д с т в						
п о						502,519
п о л у ч е н и ю						
и						
о б с л у ж и в а н и ю						
к р е д и т а						
(включая						
в ы п л а т у						
о с н о в н о й						
с у м м ы						
к р е д и т а)						
В ы п л а т а						
в о з н а г р а ж д е н и я					204,839	
к о м и с с и й						
и						
п р е м и й						
CF (поступление -	37,39	53,53	54,42	39,66	25,68	-87,45 -85,31
в ы п л а т а						
д е н .						
с р е д с т в)						
All-in-cost	11,26%					

Продолжение таблицы

	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015	! 2016
П о с т у п л е н и е							
з а е м н ы х				с р е д с т в			
Всего расходы	28,093	29,393	30,048	28,549	27,050	25,551	24,053
п о				к р е д и т у			
в				т . ч . :			
выплата основной	14,429	16,796	18,754	18,754	18,754	18,754	18,754
с у м м ы							
выплата процентов	13,663	12,597	11,294	9,795	8,296	6,798	5,299
в ы п л а т а				к о м и с с и й			
и				о б я з а т е л ь с т в			
е д и н о в р е м е н н ы е							
в ы п л а т ы							
п р е м и я				з а			г а р а н -
т и ю				Г е р м е с			(9 %)
О б щ а я							
в ы п л а т				с у м м а			
с р е д с т в				д е н е ж н ы х			
п о л у ч е н и ю				п о			
о б с л у ж и в а н и ю				и			
к р е д и т а							
(в к л ю ч а я				в ы п л а т у			
о с н о в н о й				с у м м ы			
к р е д и т а)							
В ы п л а т а							
в о з н а г р а ж д е н и я							
к о м и с с и й				и			п р е м и й
CF (поступление-	-28,09	-29,39	-30,05	-28,55	-27,05	-25,55	-24,05
в ы п л а т а				д е н .			
с р е д с т в)							
All-in-cost							

Продолжение таблицы

	! 2017	! 2018	! 2019	! 2020	! 2021
--	--------	--------	--------	--------	--------

П о с т у п л е н и е						
з а е м н ы х		с р е д с т в				
Всего	расходы	22,554	11,929	8,439	4,953	2,153
п о		к р е д и т у				
в		т . ч . :				
выплата	основной	18,754	9,628	7,101	4,325	1,958
с у м м ы						
выплата	процентов	3,800	2,301	1,338	0,628	0,196
в ы п л а т а		к о м и с с и й				
и		о б я з а т е л ь с т в				
е д и н о в р е м е н н ы е						
в ы п л а т ы						
премия	з а				г а р а н -	
ти ю	Г е р м е с				(9 %)	

О б щ а я		с у м м а				
в ы п л а т		д е н е ж н ы х				
с р е д с т в		п о				
п о л у ч е н и ю		и				
о б с л у ж и в а н и ю						
к р е д и т а						
(в к л ю ч а я		в ы п л а т у				
о с н о в н о й		с у м м ы				
к р е д и т а)						
В ы п л а т а						
в о з н а г р а ж д е н и я						
к о м и с с и й		и		п р е м и й		
CF (поступление-	-22,55	-11,93	-8,44	-4,92	-2,15	
в ы п л а т а		д е н .				
с р е д с т в)						
A l l - i n - c o s t						

Схема 2

Приложение 8.1.

Расчет выплат вознаграждения			
и основных сумм займа по Евробондам			
Сумма займа	млн.долл.	200,00	
Индикативный купон	%	9,25%	
Срок погашения, лет	лет	5	

млн. \$

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008	! 2009
Поступление з а е м н ы х с р е д с т в					100,00	100,00	
Всего расходы	10,600	18,500	18,500	18,500	18,500	118,500	109,250
п о з а й м у , в т . ч . :							
выплата основной с у м м ы з а й м а						100,000	100,000
индикативный	9,250	18,500	18,500	18,500	18,500	18,500	9,250
к у п о н (9 , 2 5 %)							
в о з н а г р а ж д е н и е л и д - м е н е д ж е р у (0 , 7 5 %)						0,750	
расходы, с в я з а н - н ы е с в ы п у с к о м Е в р о б о н д о в						0,600	
CF (поступление - в ы п л а т а с р е д с т в) All-in-cost	89,40	81,50	-18,50	-18,50	-18,50	-118,50	-109,25
							12,01%

Схема 3

Приложение 8.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм займа
по кредитам Банка Развития Казахстана**

Сумма кредита	млн.долл.	97,68
Ставка вознаграждения	%	10,0%
Срок погашения, лет	лет	10

млн. \$

	!2003	!2004	!2005	! 2006	! 2007	! 2008	! 2009	! 2010
Поступление з а е м н ы х с р е д с т в						48,74	48,94	
Всего расходы				4,898	9,792	9,768	9,768	9,768

п о	к р е д и т у ,				
в	т . ч . :				
в ы п л а т а					
о с н о в н о й	с у м м ы				
к р е д и т а					
выплата	4,874	9,768	9,768	9,768	9,768
п р о ц е н т о в	з а				
к р е д и т					
единовременная			0,024	0,024	
комиссия	(0 , 0 5 %)				

CF (поступление -	43,84	39,15	-9,77	-9,77	-9,77
в ы п л а т а	д е н .				
с р е д с т в)					
All-in-cost 11,87%					

Продолжение таблицы

! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 ! 2017

П о с т у п л е н и е							
з а е м н ы х				с р е д с т в			
Всего расходы	14,642	19,049	18,072	17,095	16,118	15,141	14,165
п о				к р е д и т у ,			
в				т . ч . :			
выплата	4,874	9,768	9,768	9,768	9,768	9,768	9,768
о с н о в н о й				с у м м ы			
к р е д и т а							
выплата	9,768	9,281	8,304	7,327	6,350	5,373	4,397
п р о ц е н т о в				з а			
к р е д и т							
е д и н о в р е м е н н а я							
к о м и с с и я				(0 , 0 5 %)			

CF (поступление-	-14,64	-19,05	-18,07	-17,10	-16,12	-15,14	-14,16
в ы п л а т а	д е н .						
с р е д с т в)							
All-in-cost							

Продолжение таблицы

	! 2018	! 2019	! 2020	! 2021
П о с т у п л е н и е з а е м н ы х Всего расходы	13,188	12,211	11,234	5,383
п о в выплата	к р е д и т у , т . ч . :			
основной	9,768	9,768	9,768	4,894
к р е д и т а	с у м м ы			
выплата	3,420	2,443	1,466	0,489
п р о ц е н т о в	з а			
к р е д и т				
единовременная				
комиссия	(0 , 0 5 %)			
СФ (поступление- в ы п л а т а с р е д с т в) A l l - i n - c o s t	-13,19	-12,21	-11,23	-5,38
	д е н .			

Схема 3

Приложение 8.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм
займа по Схеме финансирования 3**

Сумма кредита млн.долл. 297,68

м л н . %

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008
Поступление	100,00	100,00			48,74	48,94
з а е м н ы х Всего расходы	10,600	18,500	18,500	23,398	28,292	128,268
п о в выплата	к р е д и т у , т . ч . :					
основной	с у м м ы				100,000	
выплата процентов	9,250	18,500	18,500	23,374	28,268	28,268

вознаграждение		0,750	
лид - менеджеру			
единовременные	0,600	0,024	0,024
выплаты			

О б щ а я		с у м м а	
выплат		д е н е ж н ы х	
средств по			5 1 2 , 6 4 3
получению		и	
обслуживанию			
к р е д и т а			
(включая		в ы п л а т у	
основной		с у м м ы	
к р е д и т а)			
В ы п л а т а			
вознаграждения,			2 1 4 , 9 6 3
комиссий		и	п р е м и й
CF (поступление-	89,40	81,50	-18,50 25,34 20,65 -128,27
выплата			д е н .
с р е д с т в)			
All-in-cost	11,97%		

Продолжение таблицы

	! 2009	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015
П о с т у п л е н и е							
з а е м н ы х				с р е д с т в			
Всего расходы	119,018	9,768	14,642	19,049	18,072	17,095	16,118
по				к р е д и т у ,			
в				т . ч . :			
выплата	100,000		4,874	9,768	9,768	9,768	9,768
основной				с у м м ы			
выплата	19,018	9,768	9,768	9,281	8,304	7,327	6,350
п р о ц е н т о в							
вознаграждение							
лид - менеджеру							
единовременные							
выплаты							

п о л у ч е н и ю							и
о б с л у ж и в а н и ю							
к р е д и т а							
(в к л ю ч а я							
в ы п л а т у							
о с н о в н о й						с у м м ы	
к р е д и т а)							
В ы п л а т а							
в о з н а г р а ж д е н и я ,							
к о м и с с и й							и
п р е м и й							
CF (поступле-	-15,14	-14,16	-13,19	-12,21	-11,23	-5,38	
н и е - в ы п л а т а							
д е н .							с р е д с т в)
All-in-cost							

Приложение 9

Расходы по получению и обслуживанию займа в зависимости от схем финансирования

(См. бумажный вариант)

Приложение 10

Расходы по получению и обслуживанию займа в зависимости от схем финансирования

				!ед. изм.!	Схема 1	Схема 2	Схема 3
Сумма займа	млн.\$	297,68	297,68	297,68			
Общая сумма выплат денежных средств по получению и обслуживанию займа (включая основную суммы займа)	млн.\$	491,44	502,52	512,64			
Общая сумма выплат денежных средств по получению и обслуживанию займа (без учета основной суммы займа)	млн.\$	193,76	204,84	214,96			
Стоимость 1 \$ заемных средств	\$	0,65	0,69	0,72			
All-in-cost (ставка вознаграждения с учетом получением премий, др.	%	6,97%	11,26%	11,97%			
		расходов, связанных с выплатой комиссий, единовременных					

В Ы П Л А Т)

Приложение 11

**Прогноз обменного курса национальной валюты и
индекса потребительских цен Республики Казахстан**

	!ед.изм.!	2002!	2003 !	2004 !	2005!	2006!	2007!	2008!	2009
О б м е н н ы й									
к у р с									
среднего-	тенге/\$	154,8	161,00	166,50	170,9	176,0	181,3	186,7	192,3
д о в о й									
к у р с									
темп	%	105%	104%	103%	103%	103%	103%	103%	103%
р о с т а									
И П Ц									
с р е д н е г о -									
довой	%	6,6%	5,6%	5,9%	5,3%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
т е м п									
р о с т а									

Продолжение таблицы

	!ед.изм.!	2010!	2011 !	2012 !	2013!	2014!	2015!	2016!	2017
О б м е н н ы й									
к у р с									
среднего-	тенге/\$	196,1	204,1	210,2	216,5	223,0	229,7	236,6	243,7
д о в о й									
к у р с									
темп	%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%	103%
р о с т а									
И П Ц									
с р е д н е г о -									
довой	%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
т е м п									
р о с т а									

Продолжение таблицы

	! ед.изм.!	2018!	2019	!	2020	!	2021!	2022
О б м е н н ы й								
к у р с								
среднего-	тенге/\$	251,0	258,5		266,3		274,2	282,5
д о в о й								
к у р с								
темп	%	103%	103%		103%		103%	103%
р о с т а								
И П Ц								
с р е д н е г о -								
довой	%	4,0%	4,0%		4,0%		4,0%	4,0%
т е м п								
р о с т а								

Приложение 12

**Расходы АО "КЕГОС" по основной
деятельности без учета проекта Север-Юг**

млн . т е н г е

	!	2002	!	2003	!	2004	!	2005	!	2006	!	2007
Расходы		12532,4		13713,9		15779,0		16802,0		17227,4		17631,5
в с е г о	в							т . ч . :				
Налоги		769,9		923,7		1198,1		1021,6		862,3		828,0
Налог на		669,0		603,0		935,0		918,0		810,5		774,1
и м у щ е с т в о												
Налог на		5,1		10,0		10,0		10,0		10,4		10,8
т р а н с п .						с р - в а						
Налоги прочие,		95,2		310,7		253,1		93,6		41,4		43,0
в	т . ч .											
подход. н-г у				61,4		275,0		215,3				53,8
и с т . в ы п л а т ы												
спец.плат. и		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1		0,1
н - г и						н е п р о д . - й						
налог на землю,		33,7		35,6		37,7		39,7		41,3		42,9
п о						э к о л о г и и						
Оплата труда		2560,6		2704,0		2863,5		3015,3		3135,9		3261,3

Капитальный р е м о н т	1435,3	1464,0	1493,3	1523,2	1553,6	1584,7
Амортизация	6464,0	5297,8	5372,3	5401,7	4385,8	4475,1
Затраты на э к с п л у а т а ц и ю	2199,0	2287,0	2378,5	2473,6	2572,6	2675,5
Административ- н ы е	394,6	410,4	426,8	443,9	461,6	480,1
Технологич. р а с х о д	3093,9	3217,7	3526,4	3802,9	3955,0	4113,2
Прочие	198,6	206,6	214,8	223,4	232,4	241,6

Продолжение таблицы

	! 2014 !	2015 !	2016 !	2017 !	2018 !	2019
Расходы в с е г о	18935,4	19551,0	20146,4	20790,1	21106,9	21775,1
Налоги	655,2	655,5	629,2	628,1	618,8	609,3
Налог на и м у щ е с т в о	584,4	581,8	552,5	548,4	535,9	523,0
Налог на т р а н с п .	14,2	14,8	15,4	16,0	16,7	17,3
Налоги прочие, в	56,6	58,9	61,3	63,7	66,2	68,9
п о д о х о д		т . ч .				
и с т . в ы п л а т ы		н - г			у	
с п е ц . п л а т . и	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
н - г и		н е п р о д . - й				
налог на землю, п о	56,5	58,7	61,1	63,5	66,1	68,7
Оплата труда	4291,7	4463,4	4641,9	4827,6	5020,7	5221,5
Фонда оплаты т р у д а	3609,5	3753,9	3904,1	4060,3	4222,7	4391,6
Обязательные о т ч и с л е н и я	682,2	709,4	737,8	767,3	798,0	829,9
Капитальный р е м о н т	1616,4	1648,7	1681,7	1715,3	1749,6	1784,6
Амортизация	4561,3	4660,1	4745,4	4832,9	4580,2	4656,6
Затраты на	2782,5	2893,8	3009,5	3129,9	3255,1	3385,3

эксплуатацию						
Административ-	499,3	519,3	540,0	561,6	584,1	607,5
ные						
Технологич.	4277,8	4448,9	4626,8	4811,9	5004,4	5204,5
расход						
Прочие	251,3	261,4	271,8	282,7	294,0	305,8

Продолжение таблицы

	!	2020	!	2021	!	2022
Расходы		22491,4		23225,7		23988,0
всего	в		т.ч.:			
Налоги		609,9		601,2		592,4
Налог на		520,3		507,9		495,4
имущество						
Налог на		18,0		18,7		19,5
трансп.			ср - ва			
Налоги прочие,		71,7		74,5		77,5
в	т.ч.					
подход	н - г			у		
ист. выплаты						
спец.плат. и		0,2		0,2		0,2
н - ги			не прод. - й			
налог на землю,		71,5		74,3		77,3
по	экологии					
Оплата труда		5430,4		5647,6		5873,5
Фонда оплаты		4567,2		4749,9		4939,9
трудо						
Обязательные		863,1		897,7		933,6
отчисления						
Капитальный		1820,3		1856,7		1893,9
ремонты						
Амортизация		4747,5		4841,7		4938,5
Затраты на		3520,7		3661,6		3808,0
эксплуатацию						
Административ-		631,8		657,0		683,3
ные			расходы			
Технологич.		5412,7		5629,2		5854,4

р а с х о д	э л / э н		
Прочие	318,0	330,7	343,9

Приложение 13

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности
АО "KEGOC", расчет движения денежных средств
без проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

млрд. тенге

	! 2002 !	2003 !	2004 !	2005 !	2006 !	2007 !	2008
Д о х о д ы							
Доход от передачи	11,08	13,11	15,62	16,96	18,44	19,48	20,52
Доход от диспетчеризации	1,58	1,59	1,65	1,69	1,79	1,88	1,98
Доход/убыток от неосновной деятельности (курсовая разница)	-0,009	-0,167	-0,650	-0,754	-0,865	-0,836	-0,803
И н в е с т и ц и и							
Инвестиции по проекту модернизации			5,335	13,072	10,694		2,019
Инвестиции вне проектов	2,251	1,830	1,778	2,183	4,155	4,155	4,155
Операционные расходы	12,532	13,714	15,779	16,802	17,227	17,631	17,963
П р и б ы л ь							
Прибыль до налогообложения	0,117	0,814	0,838	1,094	2,139	2,895	3,735
Подходный налог		0,244	0,252	0,328	0,642	0,869	1,121
Финансовый результат	0,117	0,570	0,587	0,766	1,498	2,027	2,615
П р и т о к д е н е ж н ы х с р е д с т в							
Финансовый результат	0,117	0,570	0,587	0,766	1,498	2,027	2,615

Операционные расходы	17,164	17,809	18,374	17,805	18,366	18,935	19,551
П р и б ы л ь							
Прибыль до налогообложения	5,872	6,548	6,962	8,530	8,990	9,453	9,841
Подходный налог	1,761	1,965	2,088	2,559	2,697	2,836	2,952
Финансовый результат	4,110	4,584	4,873	5,971	6,293	6,617	6,888
П р и т о к д е н е ж н ы х с р е д с т в							
Финансовый результат	4,110	4,584	4,873	5,971	6,293	6,617	6,888
Амортизация	5,298	5,372	5,402	4,386	4,475	4,561	4,660
Курсовая разница	0,764	0,721	0,671	0,614	0,551	0,480	0,400
Итого	10,172	10,677	10,945	10,971	11,319	11,658	11,949
О т т о к д е н е ж н ы х с р е д с т в							
С о ф и н а н с и р о в а н и е п о п р о е к т у							
м о д е р н и з а ц и и							
Инвестиции вне проектов	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155
Расходы на финансирование проекта модернизации	3,462	3,545	3,630	3,720	3,809	3,905	3,999
Д и в и д е н д ы							
Итого	5,617	5,700	5,785	5,876	5,964	6,060	6,155
Чистый денежный поток (ЧДП)	4,555	4,977	5,160	5,095	5,355	5,598	5,794
Кумулятивный ЧДП	21,667	26,644	31,804	36,900	42,255	47,853	53,647

Продолжение таблицы

! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

Д о х о д ы							
Доход от передачи	27,98	28,76	29,58	30,36	31,54	32,20	32,84

Доход от диспетчеризации	2,69	2,75	2,81	2,86	2,92	2,98	3,04
Доход/убыток не основной деятельности (курсовая разница)	от	-0,311		-0,240	-0,159	-0,068	

И н в е с т и ц и и

И н в е с т и ц и и
п р о е к т у
м о д е р н и з а ц и и

п о

Инвестиции вне проектов	4,155	4,155	4,155	4,155	4,155	4,155	4,155
Операционные расходы	20,146	20,790	21,107	21,775	22,491	23,226	23,988

П р и б ы л ь

Прибыль до налогообложения	10,210	10,476	11,119	11,378	11,970	11,956	11,890
Подходный налог	3,063	3,143	3,336	3,413	3,591	3,587	3,567
Финансовый результат	7,147	7,333	7,783	7,964	8,379	8,369	8,323

П р и т о к

д е н е ж н ы х

с р е д с т в

Финансовый результат	7,147	7,333	7,783	7,964	8,379	8,369	8,323
Амортизация	4,745	4,833	4,580	4,657	4,748	4,842	4,939
Курсовая разница			0,311	0,240	0,159		0,068

Итого	12,203	12,406	12,523	12,689	13,127	13,211	13,262
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

О т т о к

д е н е ж н ы х

с р е д с т в

С о ф и н а н с и р о в а -
н и е
м о д е р н и з а ц и и

п р о е к т у

Инвестиции вне проектов	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155
Расходы на финансирование			3,192	3,319	3,454		3,599

п о	п р о е к т у							
м о д е р н и з а ц и и								
Д и в и д е н д ы								
Итого	5,347	5,474	5,609	5,754	2,155	2,155	2,155	
Чистый денежный	6,856	6,932	6,914	6,935	10,971	11,056	11,107	
п о т о к	(Ч Д П)							
Кумулятивный	60,503	67,435	74,349	81,285	92,256	103,312	114,419	
Ч Д П								

Приложение 13.а.

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности
АО "KEGOC", расчет движения денежных средств
с учетом проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

млрд. тенге

	! 2002	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008
				Д о х о д ы			
Доход от передачи				0,32	0,32	0,32	1,94
п о	С - Ю						
Доход от передачи	11,08	13,11	15,62	17,28	18,76	19,80	22,46
с	у ч е т о м			С - Ю			
Доход от	1,58	1,59	1,65	1,69	1,86	1,95	2,05
д и с п е т ч е р и з а ц и и							
Доход/убыток от	-0,009	-0,167	-0,864	-1,118	-1,536	-1,742	-1,917
н е о с н о в н о й							
д е я т е л ь н о с т и							
(курсовая разница)							
				И н в е с т и ц и и			
Инвестиции по			5,335	13,072	10,694		2,019
п р о е к т у	М Н Э С						
Инвестиции вне	2,251	1,830	1,778	2,183	2,155	2,155	2,155
п р о е к т о в							
Инвестиции по			8,382	9,678	10,971	9,565	8,066
проекту С-Ю							
О п е р а ц и о н н ы е							
р а с х о д ы							
Операционные		0,464	0,103	0,540	0,960	1,193	1,499
р а с х о д ы	п о			С - Ю			

Операционные р а с х о д ы учетом С-Ю	12,532	14,178	15,882	17,341	18,188	18,824	19,462
	с						
	П р и б ы л ь						
Прибыль до на лого о б л а ж е н и я	0,117	0,350	0,521	0,510	0,890	1,182	3,126
Подходный налог		0,105	0,156	0,153	0,267	0,354	0,938
Финансовый результат	0,117	0,245	0,365	0,357	0,623	0,827	2,188
П р и т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Финансовый р е з у л ь т а т	0,117	0,245	0,365	0,357	0,623	0,827	2,188
Амортизация	3,612	4,185	5,440	6,500	6,964	7,268	7,463
Курсовая разница	0,009	0,167	0,864	1,118	1,536	1,742	1,917
Итого	3,738	4,597	6,669	7,975	9,123	9,837	11,569
О т т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Софинансирование п о п р о е к т у		1,210		1,997		1,507	0,764
	М Н Э С						
Инвестиции вне п р о е к т о в	2,251	1,830	1,778	2,183	2,155	2,155	2,155
С о ф и н а н с и р о в а н и е п о			С - Ю				
Расходы на ф и н а н с .	0,239	1,004	1,898	3,155	3,180	3,306	3,386
	п о М Н Э С						
Расходы на ф и н а н с и р о в а н и е		0,492	1,078	1,751	2,365	2,910	5,790
п о			С - Ю				
Дивиденды			0,012	0,024		0,036	0,036
Итого	3,711	5,348	6,298	7,889	7,700	8,371	11,332
Чистый денежный п о т о к	0,027	-0,751	0,372	0,087	1,423	1,466	0,237
	(Ч Д П)						
Кумулятивный ЧДП	2,472	1,720	2,092	2,178	3,601	5,067	5,304

Продолжение таблицы

! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

				Д о х о д ы			
Доход от передачи	1,96	2,10	2,21	2,37	2,38	2,38	2,38
п о	С - Ю						
Доход от передачи	23,68	24,98	25,94	26,96	27,84	28,70	29,53
с	у ч е т о м			С - Ю			
Доход от	2,15	2,27	2,51	2,60	2,70	2,80	2,91
д и с п е т ч е р и з а ц и и							
Доход/убыток от	-1,836	-1,745	-1,645	-1,534	-1,412	-1,278	-1,131
н е о с н о в н о й							
д е я т е л ь н о с т и							
(курсовая разница)							
				И н в е с т и ц и и			
И н в е с т и ц и и				п о			
п р о е к т у				М Н Э С			
Инвестиции вне	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155
п р о е к т о в							
И н в е с т и ц и и				п о			
проекту С-Ю							
О п е р а ц и о н н ы е							
р а с х о д ы							
Операционные	1,489	1,548	1,610	1,601	1,613	1,604	1,595
р а с х о д ы	п о			С - Ю			
Операционные	18,654	19,357	19,984	19,406	19,980	20,540	21,147
р а с х о д ы				с			
учетом С-Ю							
				П р и б ы л ь			
Прибыль до	5,347	6,147	6,820	8,621	9,145	9,689	10,163
н а л о г о о б л а ж е н и я							
Подходный налог	1,604	1,844	2,046	2,586	2,743	2,907	3,049
Финансовый	3,743	4,303	4,774	6,035	6,401	6,782	7,114
результат							
П р и т о к				д е н е ж н ы х			
				с р е д с т в			
Финансовый	3,743	4,303	4,774	6,035	6,401	6,782	7,114
р е з у л ь т а т							
Амортизация	6,297	6,372	6,401	5,385	5,474	5,561	5,660
Курсовая разница	1,836	1,745	1,645	1,534	1,412	1,278	1,131
Итого	11,876	12,420	12,820	12,954	13,288	13,621	13,905

с р е д с т в

M H Э С

Кумулятивный ЧДП	5,463	5,757	6,142	6,419	7,048	8,032	9,330
------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

(курсовая разница)

П р о е к т о в

И н в е с т и ц и и	п о						
проекту С-Ю							
О п е р а ц и о н н ы е							
р а с х о д ы							
Операционные	1,587	1,578	1,569	1,560	1,552	1,543	1,534
р а с х о д ы	п о С - Ю						
Операционные	21,733	22,368	22,676	23,335	24,043	24,769	25,522
р а с х о д ы	с						
учетом С-Ю							
	П р и б ы л ь						
Прибыль до	10,804	11,167	11,910	12,275	13,298	13,509	13,466
н а л о г о о б л а ж е н и я							
Подходный налог	3,241	3,350	3,573	3,683	3,989	4,053	4,040
Финансовый	7,563	7,817	8,337	8,593	9,309	9,456	9,426
результат							
П р и т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Финансовый	7,563	7,817	8,337	8,593	9,309	9,456	9,426
р е з у л ь т а т							
Амортизация	5,745	5,832	5,580	5,656	5,747	5,841	5,938
Курсовая разница		0,970		0,822		0,659	0,480
Итого	14,278	14,471	14,575	14,729	15,056	15,297	15,364
О т т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
С о ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	п р о е к т у			М Н Э С			
Инвестиции вне	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155
п р о е к т о в							
С о ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	С - Ю						
Расходы на			3,192	3,319	3,454		3,599
ф и н а н с .	п о М Н Э С						
Расходы на	6,315	6,166	5,693	5,186	4,649	4,188	3,803
ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	С - Ю						
Д и в и д е н д ы							
Итого	11,662	11,640	11,301	10,940	6,805	6,343	5,958
Чистый денежный	2,616	2,831	3,274	3,789	8,251	8,954	9,406
п о т о к	(Ч Д П)						

Кумулятивный ЧДП	11,947	14,778	18,052	21,840	30,092	39,046	48,451
------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

при 3-х проводном исполнении

Приложение 13.б.

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности
АО "KEGOC", расчет движения денежных средств
с учетом проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

млрд. тенге

	! 2002 !	2003 !	2004 !	2005 !	2006 !	2007 !	2008
				Д о х о д ы			
Доход от передачи				0,32	0,32	0,32	1,94
п о			С - Ю				
Доход от передачи	11,08	13,11	15,62	17,28	18,76	19,80	22,46
с	у ч е т о м			С - Ю			
Доход от	1,58	1,59	1,65	1,69	1,86	1,95	2,05
д и с п е т ч е р и з а ц и и							
Доход/убыток от	-0,009	-0,167	-0,885	-1,151	-1,594	-1,821	-2,017
н е о с н о в н о й							
д е я т е л ь н о с т и							
(курсовая разница)							
				И н в е с т и ц и и			
Инвестиции по			5,335	13,072	10,694		2,019
п р о е к т у			М Н Э С				
Инвестиции вне	2,251	1,830	1,778	2,183	2,155	2,155	2,155
п р о е к т о в							
Инвестиции по			9,173	10,521	11,861	10,416	8,873
проекту С-Ю							
О п е р а ц и о н н ы е							
р а с х о д ы							
Операционные		0,506	0,112	0,581	1,031	1,278	1,616
р а с х о д ы		п о			С - Ю		
Операционные	12,532	14,220	15,891	17,383	18,259	18,909	19,579
р а с х о д ы				с			
учетом С-Ю							
				П р и б ы л ь			
Прибыль до	0,117	0,308	0,491	0,436	0,761	1,017	2,910
н а л о г о о б л а ж е н и я							

Подоходный налог	0,092	0,147	0,131	0,228	0,305	0,873	
Финансовый результат	0,117	0,216	0,344	0,306	0,533	0,712	2,037
П р и т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Финансовый результат	0,117	0,216	0,344	0,306	0,533	0,712	2,037
Амортизация	3,612	4,185	5,440	6,523	7,003	7,323	7,539
Курсовая разница	0,009	0,167	0,885	1,151	1,594	1,821	2,017
Итого	3,738	4,568	6,669	7,979	9,130	9,856	11,593
О т т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Софинансирование по проекту	1,210		1,997		1,507		0,764
Инвестиции в проекты	2,251	1,830	1,778	2,183	2,155	2,155	2,155
Софинансирование по С - Ю							
Расходы на финансирование по М Н Э С	0,239	1,004	1,898	3,155	3,180	3,306	3,386
Расходы на финансирование по М Н Э С	0,539	1,175	1,903	2,572	3,171	6,310	
Дивиденды по С - Ю	0,012		0,022		0,034	0,031	
Итого	3,711	5,392	6,393	8,036	7,907	8,632	11,851
Чистый денежный поток	0,027	-0,824	0,276	-0,057	1,222	1,225	-0,258
Кумулятивный ЧДП	2,472	1,648	1,924	1,867	3,089	4,314	4,055

Продолжение таблицы

	! 2009	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015
Доход от передачи по С - Ю	1,96	2,10	2,21	2,37	2,54	2,64	2,64
Доход от передачи с учетом С - Ю	23,68	24,98	25,94	26,96	28,00	28,97	29,79

С о ф и н а н с и р о в а н и е								
п о			С	-	Ю			
Расходы на	3,462	3,545	3,630	3,720	3,809	3,905	3,999	
ф и н а н с и р о в а н и е								
п о			М	Н	Э	С		
Расходы на	6,647	6,999	7,244	7,411	7,295	7,167	7,030	
ф и н а н с и р о в а н и е								
п о			С	-	Ю			
Д и в и д е н д ы								
Итого	12,264	12,699	13,029	13,287	13,259	13,227	13,184	
Чистый денежный	-0,365	-0,257	-0,190	-0,315	0,162	0,593	0,918	
п о т о к								
			(Ч Д П)					
Кумулятивный ЧДП	3,691	3,434	3,244	2,928	3,090	3,684	4,601	

Продолжение таблицы

	! 2016	! 2017	! 2018	! 2019	! 2020	! 2021	! 2022	
Д о х о д ы								
Доход от передачи	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	
п о			С	-	Ю			
Доход от передачи	30,62	31,40	32,22	33,00	34,18	34,84	35,48	
с	у ч е т о м				С - Ю			
Доход от	3,16	3,22	3,29	3,35	3,43	3,70	3,77	
д и с п е т ч е р и з а ц и и								
Доход/убыток от		-1,029	-0,874	-0,703	-0,517			
н е о с н о в н о й								
д е я т е л ь н о с т и								
(курсовая разница)								
И н в е с т и ц и и								
И н в е с т и ц и и				п о				
п р о е к т у			М	Н	Э	С		
Инвестиции вне	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	
п р о е к т о в								
И н в е с т и ц и и				п о				
проекту С-Ю								
О п е р а ц и о н н ы е								
р а с х о д ы								
Операционные	1,704	1,695	1,685	1,676	1,666	1,657	1,648	

р а с х о д ы	п о				С - Ю		
Операционные	21,851	22,485	22,792	23,451	24,158	24,883	25,636
р а с х о д ы	с						
учетом С-Ю							
	П р и б ы л ь						
Прибыль до	10,892	11,262	12,013	12,387	13,447	13,658	13,616
на лого о б л а ж е н и я							
Подходный налог	3,267	3,379	3,604	3,716	4,034	4,098	4,085
Финансовый	7,624	7,883	8,409	8,671	9,413	9,561	9,531
результат							
П р и т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
Финансовый	7,624	7,883	8,409	8,671	9,413	9,561	9,531
р е з у л ь т а т							
Амортизация	5,821	5,908	5,655	5,732	5,823	5,917	6,014
Курсовая разница		1,029		0,874		0,703	0,517
Итого	14,474	14,665	14,768	14,919	15,236	15,478	15,545
О т т о к	д е н е ж н ы х						
	с р е д с т в						
С о ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	п р о е к т у				М Н Э С		
Инвестиции вне	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155
п р о е к т о в							
С о ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	С - Ю						
Расходы на			3,192	3,319	3,454	3,599	
ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	М Н Э С						
Расходы на	6,880	6,718	6,201	5,650	5,069	4,566	4,144
ф и н а н с и р о в а н и е							
п о	С - Ю						
Д и в и д е н д ы							
Итого	12,228	12,192	11,810	11,404	7,224	6,721	6,299
Чистый денежный	2,246	2,473	2,958	3,515	8,012	8,756	9,246
п о т о к	(Ч Д П)						
Кумулятивный ЧДП	6,847	9,320	12,278	15,793	23,805	32,561	41,808

при 4-х проводном исполнении

Приложение 14.а.

**Основные финансово-экономические показатели
АО "KEGOC"**

Показатель!	ед.	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	! и з м . !							

		Т а р и ф ы						
Т а р и ф ы		н а						
п е р е д а ч у								
э л / э н е р г и и								
без проекта	тенге/	0,460	0,535	0,610	0,640	0,640	0,640	0,640
С - Ю		к В т ч						
с учетом	тенге/	0,460	0,535	0,610	0,640	0,640	0,640	0,640
п р о е к т а		С - Ю к В т ч						
Тариф на	тенге/	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
д и с п е т ч е р и -		к В т ч						
зацию								
Д о х о д		о т						
о с н о в н о й								
д е я т е л ь -								
н о с т и								
без проекта	млрд.	12,659	14,695	17,267	18,650	20,232	21,363	22,501
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	12,659	14,695	17,267	18,970	20,614	21,748	24,505
проекта С-Ю		тенге						
О п е р а ц и о н -								
н ы е		р а с х о д ы						
без проекта	млрд.	12,532	13,714	15,779	16,802	17,227	17,631	17,963
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	12,532	14,178	15,882	17,341	18,188	18,824	19,462
проекта С-Ю		тенге						
Ф и н а н с о в ы й								
р е з у л ь т а т								
без проекта	млрд.	0,117	0,570	0,587	0,766	1,498	2,027	2,615
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	0,117	0,245	0,365	0,357	0,623	0,827	2,188
п р о е к т а		С - Ю т е н г е						

Продолжение таблицы

Показатель!	ед.	!	2009	!	2010	!	2011	!	2012	!	2013	!	2014	!	2015
	!	изм.	!		!		!		!		!		!		!

Т а р и ф ы															
Т а р и ф ы															
п е р е д а ч у															
э л / э н е р г и и															
без проекта	тенге/		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640
С - Ю															
с учетом	тенге/		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640		0,640
п р о е к т а															
Т а р и ф ы															
Тариф на	тенге/		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029
д и с п е т ч е р и -															
з а ц и ю															
Д о х о д															
о с н о в н о й															
д е я т е л ь -															
н о с т и															
без проекта	млрд.		23,800		25,078		26,006		26,950		27,908		28,868		29,792
С - Ю															
с учетом	млрд.		25,837		27,250		28,450		29,562		30,537		31,507		32,440
проекта С-Ю тенге															
О п е р а ц и о н -															
н ы е															
р а с х о д ы															
без проекта	млрд.		17,164		17,809		18,374		17,805		18,366		18,935		19,551
С - Ю															
с учетом	млрд.		18,654		19,357		19,984		19,406		19,980		20,540		21,147
проекта С-Ю тенге															
Ф и н а н с о в ы й															
р е з у л ь т а т															
без проекта	млрд.		4,110		4,584		4,873		5,971		6,293		6,617		6,888
С - Ю															
с учетом	млрд.		3,743		4,303		4,774		6,035		6,401		6,782		7,114
п р о е к т а															
С - Ю															
т е н г е															

Продолжение таблицы

Показатель!	ед.	!	2016	!	2017	!	2018	!	2019	!	2020	!	2021	!	2022
-------------	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

! и з м . ! ! ! ! ! ! !

				Т а р и ф ы				
Т а р и ф ы				н а				
п е р е д а ч у								
э л / э н е р г и и								
без проекта	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
С - Ю				к В т ч				
с учетом	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
п р о е к т а				С - Ю к В т ч				
Тариф на	тенге/	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
д и с п е т ч е р и -				к В т ч				
зацию								
Д о х о д				о т				
о с н о в н о й								
д е я т е л ь -								
н о с т и								
без проекта	млрд.	30,667	31,506	32,385	33,221	34,461	35,182	35,878
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	33,507	34,356	35,245	36,090	37,341	38,277	38,988
проекта С-Ю тенге								
О п е р а ц и о н -				р а с х о д ы				
н ы е								
без проекта	млрд.	20,146	20,790	21,107	21,775	22,491	23,226	23,988
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	21,733	22,368	22,676	23,335	24,043	24,769	25,522
проекта С-Ю тенге								
Ф и н а н с о в ы й								
р е з у л ь т а т								
без проекта	млрд.	7,147	7,333	7,783	7,964	8,379	8,369	8,323
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	7,563	7,817	8,337	8,593	9,309	9,456	9,426
п р о е к т а				С - Ю т е н г е				

при 3-х проводном исполнении

Приложение 14.б.

Основные финансово-экономические показатели
АО "KEGOC"

Показатель!	ед.	!	2002	!	2003	!	2004	!	2005	!	2006	!	2007	!	2008
	!	изм.	!		!		!		!		!		!		!

Т а р и ф ы															
Т а р и ф ы															
п е р е д а ч у															
э л / э н е р г и и															
без проекта	тенге/		0,460		0,535		0,610		0,640		0,640		0,640		0,640
С - Ю															
с учетом	тенге/		0,460		0,535		0,610		0,640		0,640		0,640		0,640
п р о е к т а															
Т а р и ф на															
диспетчери-	тенге/		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029		0,029
з а ц и ю															
Д о х о д															
о с н о в н о й															
д е я т е л ь -															
н о с т и															
без проекта	млрд.		12,659		14,659		17,267		18,650		20,232		21,363		22,501
С - Ю															
с учетом	млрд.		12,659		14,659		17,267		18,970		20,614		21,748		24,505
проекта С-Ю тенге															
О п е р а ц и о н -															
н ы е															
р а с х о д ы															
без проекта	млрд.		12,532		13,714		15,779		16,802		17,227		17,631		17,963
С - Ю															
с учетом	млрд.		12,532		14,220		15,891		17,383		18,259		18,909		19,579
проекта С-Ю тенге															
Ф и н а н с о в ы й															
р е з у л ь т а т															
без проекта	млрд.		0,117		0,570		0,587		0,766		1,498		2,027		2,615
С - Ю															
с учетом	млрд.		0,117		0,216		0,344		0,306		0,533		0,712		2,037
п р о е к т а															
С - Ю															
т е н г е															

Продолжение таблицы

Показатель!	ед.	!	2009	!	2010	!	2011	!	2012	!	2013	!	2014	!	2015
-------------	-----	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------	---	------

				Т а р и ф ы				
Т а р и ф ы				н а				
п е р е д а ч у								
э л / э н е р г и и								
без проекта	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
С - Ю				к В т ч				
с учетом	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
п р о е к т а				С - Ю к В т ч				
Тариф на	тенге/	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
д и с п е т ч е р и -				к В т ч				
з а ц и ю								
Д о х о д				о т				
о с н о в н о й								
д е я т е л ь -								
н о с т и								
без проекта	млрд.	23,800	25,078	26,006	26,950	27,908	28,868	29,792
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	25,837	27,250	28,450	29,562	30,705	31,771	32,704
проекта С-Ю				тенге				
О п е р а ц и о н -								
н ы е				р а с х о д ы				
без проекта	млрд.	17,164	17,809	18,374	17,805	18,366	18,935	19,551
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	18,769	19,474	20,103	19,525	20,100	20,659	21,265
проекта С-Ю				тенге				
Ф и н а н с о в ы й								
р е з у л ь т а т								
без проекта	млрд.	4,110	4,584	4,873	5,971	6,293	6,617	6,888
С - Ю				т е н г е				
с учетом	млрд.	3,595	4,157	4,630	5,894	6,381	6,834	7,170
п р о е к т а				С - Ю т е н г е				

Продолжение таблицы

Показатель!	ед.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	и з м .							

Т а р и ф ы		Т а р и ф ы						
п е р е д а ч у		н а						
э л / э н е р г и и								
без проекта	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
С - Ю		к В т ч						
с учетом	тенге/	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640	0,640
п р о е к т а		С - Ю к В т ч						
Тариф на	тенге/	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
д и с п е т ч е р и -		к В т ч						
з а ц и ю								
Д о х о д		о т						
о с н о в н о й								
д е я т е л ь -								
н о с т и								
без проекта	млрд.	30,667	31,506	32,385	33,221	34,461	35,182	35,878
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	33,771	34,620	35,509	36,354	37,605	38,541	39,252
проекта С-Ю		тенге						
О п е р а ц и о н -								
н ы е		р а с х о д ы						
без проекта	млрд.	20,146	20,790	21,107	21,775	22,491	23,226	23,988
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	21,851	22,485	22,792	23,451	24,158	24,883	25,636
проекта С-Ю		тенге						
Ф и н а н с о в ы й								
р е з у л ь т а т								
без проекта	млрд.	7,147	7,333	7,783	7,964	8,379	8,369	8,323
С - Ю		т е н г е						
с учетом	млрд.	7,624	7,883	8,409	8,671	9,413	9,561	9,531
п р о е к т а		С - Ю т е н г е						

при 4-х проводном исполнении

Приложение 15

Финансовый результат

(См. бумажный вариант)

Приложение 16.а.

**Чистая приведенная стоимость (NPV)
денежных потоков АО "KEGOC"**

Денежный поток	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Ч и с т ы й п о т о к							
без проекта С-Ю	0,027	0,034	1,435	1,521	3,435	3,877	4,340
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,751	0,372	0,087	1,423	1,466	0,237
к у м у л я т и в н ы й							
без проекта С-Ю	2,472	2,505	3,940	5,461	8,896	12,773	17,112
с учетом проекта С-Ю	2,472	1,720	2,092	2,178	3,601	5,067	5,304
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и				i = 5 %)		
без проекта С-Ю	0,027	0,032	1,301	1,314	2,826	3,038	3,238
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,715	0,337	0,075	1,170	1,149	0,177
Н Р V *	(п р и				i = 5 %)		
без проекта С-Ю	2,472	2,504	3,805	5,119	7,945	10,982	14,221
с учетом проекта С-Ю	2,472	1,756	2,093	2,168	3,338	4,487	4,664
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и				i = 7 %)		
без проекта С-Ю	0,027	0,032	1,253	1,241	2,620	2,764	2,892
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,702	0,325	0,071	1,085	1,045	0,158
Н Р V *	(п р и				i = 7 %)		
без проекта С-Ю	2,472	2,503	3,756	4,998	7,618	10,382	13,274
с учетом проекта С-Ю	2,472	1,770	2,094	2,165	3,250	4,295	4,453
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и				i = 9 %)		
без проекта С-Ю	0,027	0,031	1,208	1,174	2,433	2,520	2,588
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,689	0,313	0,067	1,008	0,953	0,141
Н Р V *	(п р и				i = 9 %)		
без проекта С-Ю	2,472	2,503	3,710	4,884	7,318	9,837	12,425

с учетом проекта	2,472	1,782	2,095	2,162	3,170	4,123	4,264
С - Ю							

Продолжение таблицы

Денежный поток	! 2009	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015
----------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Ч и с т ы й	д е н е ж н ы й						
п о т о к	(Ч Д П)						
без проекта С-Ю	4,555	4,977	5,160	5,095	5,355	5,598	5,794
с учетом проекта С-Ю	0,159	0,294	0,385	0,277	0,629	0,984	1,298
к у м у л я т и в н ы й	Ч Д П *						
без проекта С-Ю	21,667	26,644	31,804	36,900	42,255	47,853	53,647
с учетом проекта С-Ю	5,463	5,757	6,142	6,419	7,048	8,032	9,330
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и i = 5 %)						
без проекта С-Ю	3,237	3,368	3,326	3,128	3,131	3,117	3,073
с учетом проекта С-Ю	0,113	0,199	0,248	0,170	0,368	0,548	0,689
Н Р V *	(п р и i = 5 %)						
без проекта С-Ю	17,458	20,826	24,153	27,281	30,412	33,529	36,602
с учетом проекта С-Ю	4,777	4,976	5,224	5,394	5,762	6,310	6,998
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и i = 7 %)						
без проекта С-Ю	2,837	2,896	2,807	2,590	2,544	2,486	2,404
с учетом проекта С-Ю	0,099	0,171	0,209	0,141	0,299	0,437	0,539
Н Р V *	(п р и i = 7 %)						
без проекта С-Ю	16,111	19,007	21,814	24,404	26,948	29,434	31,838
с учетом проекта С-Ю	4,552	4,723	4,933	5,073	5,372	5,809	6,348
Д и с к о н т и р о в а н н ы й							
Ч Д П	(п р и i = 9 %)						
без проекта С-Ю	2,492	2,498	2,376	2,152	2,075	1,990	1,890
с учетом проекта С-Ю	0,087	0,148	0,177	0,117	0,244	0,350	0,424

Н Р V *	(п р и				i = 9 %)		
без проекта С-Ю	14,917	17,414	19,790	21,943	24,018	26,008	27,898
с учетом проекта	4,351	4,498	4,676	4,792	5,036	5,386	5,810
С - Ю							

 Продолжение таблицы

Денежный поток ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

Ч и с т ы й	д е н е ж н ы й						
п о т о к	(Ч Д П)						
без проекта С-Ю	6,856	6,932	6,914	6,935	10,971	11,056	11,107
с учетом проекта	2,616	2,831	3,274	3,789	8,251	8,954	9,406
С-Ю							

к у м у л я т и в н ы й

Ч Д П *							
без проекта С-Ю	60,503	67,435	74,349	81,285	92,256	103,312	114,419
с учетом проекта	11,947	14,776	18,052	21,840	30,092	39,046	48,451
С-Ю							

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П	(п р и				i = 5 %)		
без проекта С-Ю	3,463	3,335	3,167	3,026	4,559	4,375	4,186
с учетом проекта	1,321	1,362	1,500	1,653	3,429	3,543	3,545
С-Ю							

Н Р V * (п р и i = 5 %)

без проекта С-Ю	40,065	43,399	46,566	49,592	54,151	58,526	62,712
с учетом проекта	8,320	9,681	11,181	12,834	16,263	19,806	23,351
С-Ю							

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П	(п р и				i = 7 %)		
без проекта С-Ю	2,659	2,513	2,342	2,196	3,246	3,057	2,870
с учетом проекта	1,015	1,026	1,109	1,199	2,441	2,476	2,431
С-Ю							

Н Р V * (п р и i = 7 %)

без проекта С-Ю	34,497	37,010	39,352	41,547	44,793	47,850	50,721
с учетом проекта	7,363	8,389	9,498	10,697	13,138	15,614	18,045
С-Ю							

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П (п р и i = 9 %)

без проекта С-Ю	0,027	0,032	1,253	1,241	2,620	2,764	2,892
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,770	0,241	-0,046	0,933	0,873	-0,172
NPV *	(при $i = 7\%$)						
без проекта С-Ю	2,472	2,503	3,756	4,998	7,618	10,382	13,274
с учетом проекта С-Ю	2,472	1,702	1,943	1,896	2,829	3,702	3,530
Дисконтированный ЧДП	(при $i = 9\%$)						
без проекта С-Ю	0,027	0,031	1,208	1,174	2,433	2,520	2,588
с учетом проекта С-Ю	0,027	-0,756	0,232	-0,044	0,866	0,796	-0,154
NPV *	(при $i = 9\%$)						
без проекта С-Ю	2,472	2,503	3,710	4,884	7,318	9,837	12,425
с учетом проекта С - Ю	2,472	1,716	1,948	1,904	2,770	3,566	3,412

Продолжение таблицы

Денежный поток	! 2009	! 2010	! 2011	! 2012	! 2013	! 2014	! 2015
Чистый денежный поток	(ЧДП)						
без проекта С-Ю	4,555	4,977	5,160	5,095	5,355	5,598	5,794
с учетом проекта С-Ю	-0,365	-0,257	-0,190	-0,315	0,162	0,593	0,918
кумулятивный ЧДП *							
без проекта С-Ю	21,667	26,644	31,804	36,900	42,255	47,853	53,647
с учетом проекта С-Ю	3,691	3,434	3,244	2,928	3,090	3,684	4,601
Дисконтированный ЧДП	(при $i = 5\%$)						
без проекта С-Ю	3,237	3,368	3,326	3,128	3,131	3,117	3,073
с учетом проекта С-Ю	-0,259	-0,174	-0,122	-0,194	0,095	0,330	0,487
NPV *	(при $i = 5\%$)						
без проекта С-Ю	17,458	20,826	24,153	27,281	30,412	33,529	36,602
с учетом проекта С-Ю	3,401	3,227	3,105	2,911	3,006	3,336	3,823

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П (п р и $i = 7 \%$)

без проекта С-Ю	2,837	2,896	2,807	2,590	2,544	2,486	2,404
с учетом проекта С-Ю	-0,227	-0,150	-0,103	-0,160	0,077	0,263	0,381

Н Р V * (п р и $i = 7 \%$)

без проекта С-Ю	16,111	19,007	21,814	24,404	26,948	29,434	31,838
с учетом проекта С-Ю	3,303	3,153	3,050	2,889	2,966	3,230	3,611

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П (п р и $i = 9 \%$)

без проекта С-Ю	2,492	2,498	2,376	2,152	2,075	1,990	1,890
с учетом проекта С-Ю	-0,199	-0,129	-0,087	-0,133	0,063	0,211	0,299

Н Р V * (п р и $i = 9 \%$)

без проекта С-Ю	14,917	17,414	19,790	21,943	24,018	26,008	27,898
с учетом проекта С - Ю	3,213	3,083	2,996	2,863	2,926	3,136	3,436

Продолжение таблицы

Денежный поток ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

Ч и с т ы й д е н е ж н ы й
п о т о к (Ч Д П)

без проекта С-Ю	6,856	6,932	6,914	6,935	10,971	11,056	11,107
с учетом проекта С-Ю	2,246	2,473	2,958	3,515	8,012	8,756	9,246

к у м у л я т и в н ы й

Ч Д П *

без проекта С-Ю	60,503	67,435	74,349	81,285	92,256	103,312	114,419
с учетом проекта С-Ю	6,847	9,320	12,278	15,793	23,805	32,561	41,808

Д и с к о н т и р о в а н н ы й

Ч Д П (п р и $i = 5 \%$)

без проекта С-Ю	3,463	3,335	3,167	3,026	4,559	4,375	4,186
с учетом проекта С-Ю	1,134	1,189	1,355	1,534	3,329	3,465	3,485

N P V *		(п р и				i = 5 %)		
без проекта С-Ю	40,065	43,399	46,566	49,592	54,151	58,526	62,712	
с учетом проекта С-Ю	4,957	6,147	7,502	9,036	12,365	15,830	19,315	
Д и с к о н т и р о в а н н ы й								
Ч Д П		(п р и				i = 7 %)		
без проекта С-Ю	2,659	2,513	2,342	2,196	3,246	3,057	2,870	
с учетом проекта С-Ю	0,871	0,896	1,002	1,113	2,370	2,421	2,389	
N P V *		(п р и				i = 7 %)		
без проекта С-Ю	34,497	37,010	39,352	41,547	44,793	47,850	50,721	
с учетом проекта С-Ю	4,482	5,378	6,380	7,493	9,863	12,284	14,674	
Д и с к о н т и р о в а н н ы й								
Ч Д П		(п р и				i = 9 %)		
без проекта С-Ю	2,052	1,903	1,741	1,603	2,326	2,150	1,982	
с учетом проекта С-Ю	0,672	0,679	0,745	0,812	1,698	1,703	1,650	
N P V *		(п р и				i = 9 %)		
без проекта С-Ю	29,950	31,853	33,595	35,197	37,523	39,673	41,655	
с учетом проекта С - Ю	4,108	4,787	5,532	6,344	8,042	9,745	11,395	

*с учетом остатка денежных средств (2,445 млрд.тенге) на начало 2002 года
при 4-х проводном исполнении

Приложение 17.1.

Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных потоков при ставке дисконтирования 5%

(См. бумажный вариант)

Приложение 17.2.

Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных потоков при ставке дисконтирования 7%

(См. бумажный вариант)

Приложение 17.3.

Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных потоков при ставке дисконтирования 9%

(См. бумажный вариант)

Приложение 18.a.

**Расчет коэффициента обслуживания долга
на 2003-2022 гг.**

млрд. тенге

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008	! 2009
П р и б ы л ь							
на лого о б л а ж е н и я							
без проекта С-Ю	0,814	0,838	1,094	2,139	2,895	3,735	5,872
с учетом проекта С-Ю	0,350	0,521	0,510	0,890	1,182	3,126	5,347
Ф и н а н с о в ы е							
р а с х о д ы							
без проекта С-Ю	0,681	1,494	3,106	3,180	3,306	3,386	3,462
с учетом проекта С-Ю	1,428	2,214	4,175	4,568	4,978	7,658	7,744
А м о р т и з а ц и о н н ы е							
о т ч и с л е н и я							
без проекта С-Ю	4,185	5,440	6,180	6,407	6,475	6,464	5,298
с учетом проекта С-Ю	4,185	5,440	6,500	6,964	7,268	7,463	6,297
И з м е н е н и е							
р о т н о г о							
				о б о -			
				к а п и т а л а			
без проекта С-Ю	0,034	1,435	1,521	3,435	3,877	4,340	4,555
с учетом проекта С-Ю	-0,751	0,372	0,087	1,423	1,466	0,237	0,159
С у м м а							
н и я							
				о б с л у ж и в а -			
				д о л г а			
без проекта С-Ю	0,681	1,493	3,107	3,179	3,305	3,385	3,461
с учетом проекта С-Ю	1,427	2,214	4,176	4,567	4,977	7,657	7,743
Р а с х о д ы							
п р о ц е н т а м							
к о м и с с и о н н ы м							
г о д							
без проекта С-Ю	0,681	1,181	1,393	1,353	1,355	1,304	1,236
с учетом проекта С-Ю	1,428	1,902	2,462	2,741	3,027	3,025	2,891

Коэффициент
обслуживания
долга
(не менее
1,5)

			МБРР				
без проекта С-Ю	1,42	1,94	2,60	2,93	3,17	3,40	3,66
с учетом проекта С-Ю	0,73	1,00	1,37	1,52	1,64	2,24	2,37

Коэффициент
обслуживания
долга
(не менее
1,3)

			ЕБРР				
без проекта С-Ю	8,39	7,79	8,54	11,21	12,21	13,75	15,52
с учетом проекта С-Ю	3,65	4,49	4,58	5,05	4,92	6,11	6,76

Продолжение таблицы

! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

Прибыль

до

налогообложения

без проекта С-Ю	6,548	6,962	8,530	8,990	9,453	9,841	10,210
с учетом проекта С-Ю	6,147	6,820	8,621	9,145	9,689	10,163	10,804

Финансовые
расходы

без проекта С-Ю	3,545	3,630	3,720	3,809	3,905	3,999	3,192
с учетом проекта С-Ю	7,834	7,903	7,972	8,036	8,102	8,165	7,320

Амортизационные
отчисления

без проекта С-Ю	5,372	5,402	4,386	4,475	4,561	4,660	4,745
с учетом проекта С-Ю	6,372	6,401	5,385	5,474	5,561	5,660	5,745

Изменение
ротного

обо-

капитала

без проекта С-Ю	4,977	5,160	5,095	5,355	5,598	5,794	6,856
с учетом проекта С-Ю	0,294	0,385	0,277	0,629	0,984	1,298	2,616

С у м м а	о б с л у ж и в а -						
н и я	д о л г а						
без проекта С-Ю	3,545	3,629	3,720	3,807	3,903	3,999	3,191
с учетом проекта С-Ю	7,834	7,902	7,972	8,034	8,101	8,164	7,319
Р а с х о д ы	п о						
п р о ц е н т а м	и						
к о м и с с и о н н ы м	з а						
г о д							
без проекта С-Ю	1,164	1,082	0,992	0,885	0,768	0,638	0,505
с учетом проекта С-Ю	2,747	2,580	2,400	2,197	1,978	1,741	1,493
К о э ф ф и ц и е н т							
о б с л у ж и в а н и я							
д о л г а	(н е						
1 , 5)	М Б Р Р						
без проекта С-Ю	3,87	4,00	4,16	4,32	4,48	4,63	4,54
с учетом проекта С-Ю	2,49	2,59	2,69	2,77	2,86	2,94	2,92
К о э ф ф и ц и е н т							
о б с л у ж и в а н и я							
д о л г а	(н е						
1 , 3)	Е Б Р Р						
без проекта С-Ю	17,56	19,55	21,91	25,58	30,61	38,08	49,55
с учетом проекта С - Ю	7,52	8,34	9,27	10,60	12,30	14,53	17,73

Продолжение таблицы

! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

П р и б ы л ь	д о						
н а л о г о о б л а ж е н и я							
без проекта С-Ю	10,476	11,119	11,378	11,970	11,956	11,890	
с учетом проекта С-Ю	11,167	11,910	12,275	13,298	13,509	13,466	
Ф и н а н с о в ы е							
р а с х о д ы							
без проекта С-Ю			3,319	3,454		3,599	

с учетом проекта С-Ю	7,405	7,493	7,587	3,932	3,870	3,803
Амортизационные отчисления						
без проекта С-Ю	4,833	4,580	4,657	4,748	4,842	4,939
с учетом проекта С-Ю	5,832	5,580	5,656	5,747	5,841	5,938
Изменение оборотного капитала						
без проекта С-Ю	6,932	6,914	6,935	10,971	11,056	11,107
с учетом проекта С-Ю	2,831	3,274	3,789	8,251	8,954	9,406
Сумма обязательств						
без проекта С-Ю		3,318		3,453		3,597
с учетом проекта С-Ю	7,404	7,493	7,585	3,932	3,870	3,803
Расходы процентов по комиссиям						
без проекта С-Ю			0,393	0,264		0,119
с учетом проекта С-Ю	1,261	1,006	0,728	0,468	0,320	0,164
Коэффициент обслуживания долга (не менее 1,5)						
без проекта С-Ю	4,66	4,79	4,91	4,18	4,20	4,21
с учетом проекта С-Ю	2,99	3,06	3,13	2,81	2,84	2,84
Коэффициент обслуживания долга (не менее 1,3)						
без проекта С-Ю				65,12		98,82
с учетом проекта С-Ю	21,60	28,10	40,27	66,77	100,69	

С - Ю

при 3-х проводном исполнении

Приложение 18.б.

**Расчет коэффициента обслуживания долга
на 2003-2022 гг.**

млрд. тенге

	! 2003	! 2004	! 2005	! 2006	! 2007	! 2008	! 2009
П р и б ы л ь							
на лого о б л а ж е н и я							
без проекта С-Ю	0,814	0,838	1,094	2,139	2,895	3,735	5,872
с учетом проекта С-Ю	0,308	0,491	0,436	0,761	1,017	2,910	5,136
Ф и н а н с о в ы е							
р а с х о д ы							
без проекта С-Ю	0,681	1,494	3,106	3,180	3,306	3,386	3,462
с учетом проекта С-Ю	1,496	2,280	4,269	4,690	5,127	8,041	8,128
А м о р т и з а ц и о н н ы е							
о т ч и с л е н и я							
без проекта С-Ю	4,185	5,440	6,180	6,407	6,475	6,464	5,298
с учетом проекта С-Ю	4,185	5,440	6,523	7,003	7,323	7,539	6,373
И з м е н е н и е							
р о т н о г о							
о б о -							
ка п и т а л а							
без проекта С-Ю	0,034	1,435	1,521	3,435	3,877	4,340	4,555
с учетом проекта С-Ю	-0,824	0,276	-0,057	1,222	1,225	-0,258	-0,365
С у м м а							
о б с л у ж и в а -							
н и я							
д о л г а							
без проекта С-Ю	0,681	1,493	3,107	3,179	3,305	3,385	3,461
с учетом проекта С-Ю	1,495	2,279	4,270	4,689	5,126	8,040	8,126
Р а с х о д ы							
п р о ц е н т а м							
к о м и с с и о н н ы м							
г о д							
п о							
и							
з а							

без проекта С-Ю	0,681	1,181	1,393	1,353	1,355	1,304	1,236
с учетом проекта С-Ю	1,496	1,967	2,555	2,863	3,177	3,179	3,040

К о э ф ф и ц и е н т
о б с л у ж и в а н и я

д о л г а (н е м е н е е
1 , 5) М Б Р Р

без проекта С-Ю	1,42	1,94	2,60	2,93	3,17	3,40	3,66
с учетом проекта С-Ю	0,70	0,96	1,32	1,46	1,58	2,17	2,30

К о э ф ф и ц и е н т
о б с л у ж и в а н и я

д о л г а (н е м е н е е
1 , 3) Е Б Р Р

без проекта С-Ю	8,39	7,79	8,54	11,21	12,21	13,75	15,52
с учетом проекта С - Ю	3,45	4,31	4,37	4,78	4,62	5,73	6,34

Продолжение таблицы

! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

П р и б ы л ь д о
н а л о г о о б л а ж е н и я

без проекта С-Ю	6,548	6,962	8,530	8,990	9,453	9,841	10,210
с учетом проекта С-Ю	5,939	6,614	8,420	9,116	9,762	10,243	10,892

Ф и н а н с о в ы е
р а с х о д ы

без проекта С-Ю	3,545	3,630	3,720	3,809	3,905	3,999	3,192
с учетом проекта С-Ю	8,218	8,285	8,353	8,414	8,478	8,538	7,690

А м о р т и з а ц и о н н ы е
о т ч и с л е н и я

без проекта С-Ю	5,372	5,402	4,386	4,475	4,561	4,660	4,745
с учетом проекта С-Ю	6,447	6,477	5,461	5,550	5,636	5,735	5,821

И з м е н е н и е о б о -
р о т н о г о к а п и т а л а

без проекта С-Ю	4,977	5,160	5,095	5,355	5,598	5,794	6,856
с учетом проекта С-Ю	-0,257	-0,190	-0,315	0,162	0,593	0,918	2,246
С у м м а	о б с л у ж и в а -						
н и я	д о л г а						
без проекта С-Ю	3,545	3,629	3,720	3,807	3,903	3,999	3,191
с учетом проекта С-Ю	8,218	8,284	8,353	8,413	8,476	8,537	7,689
Р а с х о д ы	п о						
п р о ц е н т а м	и						
к о м и с с и о н н ы м	з а						
г о д							
без проекта С-Ю	1,164	1,082	0,992	0,885	0,768	0,638	0,505
с учетом проекта С-Ю	2,889	2,714	2,526	2,314	2,087	1,839	1,582
К о э ф ф и ц и е н т							
о б с л у ж и в а н и я							
д о л г а	(н е						
1 , 5)	М Б Р Р						
без проекта С-Ю	3,87	4,00	4,16	4,32	4,48	4,63	4,54
с учетом проекта С-Ю	2,41	2,50	2,60	2,70	2,80	2,87	2,86
К о э ф ф и ц и е н т							
о б с л у ж и в а н и я							
д о л г а	(н е						
1 , 3)	Е Б Р Р						
без проекта С-Ю	17,56	19,55	21,91	25,58	30,61	38,08	49,55
с учетом проекта С - Ю	7,04	7,81	8,68	10,04	11,73	13,83	16,84

Продолжение таблицы

! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

П р и б ы л ь	д о						
н а л о г о о б л а ж е н и я							
без проекта С-Ю	10,476	11,119	11,378	11,970	11,956	11,890	
с учетом проекта С-Ю	11,262	12,013	12,387	13,447	13,658	13,616	

Ф и н а н с о в ы е

р а с х о д ы

без проекта С-Ю			3,319	3,454	3,599	
с учетом проекта	7,771	7,855	7,944	4,284	4,217	4,144

С-Ю

А м о р т и з а ц и о н н ы е

о т ч и с л е н и я

без проекта С-Ю	4,833	4,580	4,657	4,748	4,842	4,939
с учетом проекта	5,908	5,656	5,732	5,823	5,917	6,014

С-Ю

И з м е н е н и е

о б о -

р о т н о г о

к а п и т а л а

без проекта С-Ю	6,932	6,914	6,935	10,971	11,056	11,107
с учетом проекта	2,473	2,958	3,515	8,012	8,756	9,246

С-Ю

С у м м а

о б с л у ж и в а -

н и я

д о л г а

без проекта С-Ю			3,318	3,453	3,597	
с учетом проекта	7,770	7,854	7,942	4,284	4,217	4,144

С-Ю

Р а с х о д ы

п о

п р о ц е н т а м

и

к о м и с с и о н н ы м

з а

г о д

без проекта С-Ю			0,393	0,264	0,119	
с учетом проекта	1,339	1,072	0,782	0,510	0,348	0,178

С-Ю

К о э ф ф и ц и е н т

о б с л у ж и в а н и я

д о л г а

(н е

м е н е е

1 , 5)

М Б Р Р

без проекта С-Ю	4,66	4,79	4,91	4,18	4,20	4,21
с учетом проекта	2,92	2,99	3,05	2,76	2,79	2,78

С-Ю

К о э ф ф и ц и е н т

о б с л у ж и в а н и я

д о л г а

(н е

м е н е е

1 , 3)

У Б Р Р

без проекта С-Ю			65,12	98,82		
-----------------	--	--	-------	-------	--	--

с	учетом	проекта	20,47	26,56	37,81	61,95	93,49
С	-	Ю					

при 4-х проводном исполнении

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан