



БИЗНЕС-ПЛАН
ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА
БУРОНСКАЯ ГЭС на реке ЦЕЙДОН

г. Новочеркасск, 2011 год

СОДЕРЖАНИЕ

Цели, задачи проекта	2
Техническая описание проекта.....	3
Стоимость строительства ГЭС и затраты по строительству объекта	8
График осуществления проекта	10
Экология.....	11
Оценка коммерческой эффективности проекта	13



Цели, задачи проекта

Задачи проекта:

Строительство намечаемой БУРОНСКОЙ ГЭС установленной мощностью 5.0 МВт и являющийся составным элементом планируемого каскада малых ГЭС на реке ЦЕЙДОН и других малых реках РСО-АЛАНИЯ, предлагается разместить на нижнем участке реки ЦЕЙДОН в районе ее слияния с рекой Ардон. В данном районе строятся и будут расположены также крупнейшие гидротехнические сооружения каскада Зарамагских ГЭС.

Буронская ГЭС обеспечить надежное и качественное электроснабжение предприятий туристско-рекреационной зоны расположенных в Цейском ущелье и сократит выбросы парникового газа (CO_2) в атмосферу в особо охраняемых зонах Юга России;

Причины реализации проекта:

БУРОНСКАЯ ГЭС и каскад мини-ГЭС после ввода в эксплуатацию обеспечит потребности развития энергосистемы РСО-АЛАНИЯ в труднодоступных районах и повысит надежность электроснабжения отдаленных потребителей, сократит выбросы парникового газа (CO_2) в атмосферу Юга России, сократит инфраструктурное ограничение экономического развития туристско-рекреационной зоны.

Техническая описание проекта

Обоснование выбора технологического процесса:

Этот створ по водохозяйственным и водно-энергетическим характеристикам имеет благоприятные условия, характеризуется сложным инженерно- геологическим строением и пригоден для строительства каменно-набросной плотины высотой 6-8 м. с деривационной ГЭС.

Строительная база ГЭС располагается в устье р. ЦЕЙДОН у поселка БУРОН с подъездом от существующей автодороги к зданию ГЭС.

Предварительная инженерная разработка, выбор створа, предварительные водно-энергетические расчеты, выбор основного гидротурбинного оборудования и расчет стоимости ГЭС и настоящий бизнес-план выполнены специалистами ГеоИнноТех. Разработка ТЭО будет выполнено в течении май-июль 2011 года после принятия решения и открытия финансирования, согласно выданного технического задания.

Водноэнергетические расчеты

Водноэнергетические расчеты выполнены для фактического уровня 2010 г.

В вопросе компоновки рассматривался вариант деривационной ГЭС с размещением ее на расстоянии 1400м вниз по течению с установкой двух агрегатов.

Задачей водноэнергетических расчетов данной работы является определение выработки электроэнергии и гарантированной мощности ГЭС при установке двух гидроагрегатов.

Гидроагрегаты рассматривались в следующих вариантах:

Двух агрегатный – 2 турбины РО230 – Г90, с установленной мощностью $2 \times 2.5 = 5$ МВт.

Трех агрегатный -3 турбины РО230-Г80 с установленной мощностью $3 \times 2 = 6$ МВт

Для всех рассмотренных вариантов отметка НПУ водозабора принята на проектном уровне-

Для выбора числа агрегатов на ГЭС рассматривался вариант работы 2-х агрегатной и 3-х агрегатной ГЭС.

В результате энергоэкономического сравнения признано целесообразным создание ГЭС с двумя агрегатами типа РО230-Г-90. Выполнены водноэнергетические расчеты для уточнения режима работы выбранной ГЭС.

Расход воды через один агрегат 2.98 м. куб/сек при номинальной мощности. 5.96м.куб/сек. через станцию.

В этом варианте ГЭС работает весь год на среднем расходе 4.025 м³/с (включая санитарные попуски). Результаты расчетов многолетнего ряда для ГЭС приведены ниже:

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Итого за год м ³
Расход воды м ³ /мес.	4017600	3706560	3525120	4432320	8760960	15552000	25894000	24909120	13841280	7283520	5417280	7231680	125872320
Расход воды м ³ /с	1,55	1,43	1,36	1,71	3,38	6,24	9,99	9,61	5,34	2,81	2,09	2,79	Сред.4.025

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Итого за год . кВт
Расчетная выработка по притоку	937440	864864	822528	1034208	2044224	3628800	3628800	3628800	3229632	1699488	1264032	1687392	25010208

 - Максимальная эффективность

 - Минимальная эффективность

 - Средняя эффективность

Пропуск паводковых расходов

Сооружения ГЭС гидроузла относятся к III классу капитальности. Расчетное половодье должно приниматься обеспеченностью 3%, поверочное - 0.5%. Сбросные сооружения состоят из поверхностного перелива на $150\text{ м}^3/\text{с}$ и водоприемника 6.0

Максимальная пропускная способность всех сооружений, включая ГЭС – $156\text{ м}^3/\text{с}$ в половодье вероятностью превышения 0,01% с гарантийной поправкой.

Выбор створа плотины и отметки НПУ

Работа Буронская ГЭС рассматривается в составе туристско-рекреационного комплекса, предназначенного для обеспечения надежности энергоснабжения и в интересах МЧС.

Оптимальная отметка НПУ энергетической ступени определена энерго-экономическим расчётом. В расчётах при выборе НПУ учтено, что работа ГЭС осуществляется в режиме притока;

Состав гидроузла, перечень основного оборудования, его поставщики и условия поставок.

В состав основных сооружений ГЭС на р. ЦЕЙДОН входят:

- Каменно – набросная переливная плотина с асфальтобетонной диафрагмой, длиной 40 м , при наибольшем статическом напоре 70 м. создаваемом деривационным водоводом длиной 1.4км.

поверхностный водосброс и водоприемник расположены в теле плотины и рассчитаны на максимальный расход $120\text{м}^3/\text{с}$;

здание ГЭС с двумя радиально-осевыми гидроагрегатами единичной мощностью 2.5 МВт.

отводящий канал ГЭС;

Выдача мощности ВЛ. 6.3 кВ длиной 200м в существующую П./ст. Бурон.

Ориентировочная стоимость основного гидротурбинного оборудования ГЭС с монтажными и пуско-наладочными работами в текущих ценах составляет:

$$5000 \times 350 = 1750 \text{ млн. евро.}$$

Где стоимость 1 кВт установленной мощности равна 350 евро.

Основным поставщиком основного гидротурбинного и энергетического оборудования является Тушинский машиностроительный Завод г. Москва:

Стоимость строительства ГЭС и затраты по строительству объекта.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МИНИ ГЭС НА РЕКЕ ЦЕЙ-ДОН

СОСТАВЛЕН в текущих ценах по состоянию на I квартал 2011 года

N п.п	Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость ТЫС.РУБ.
			строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8
ГЛАВА 1. Подготовка территории строительства							
1.	Лок.см 1-1	- Отвод участка	0,00	0,00	0,00	123,00	123,00
2.	Лок.см 1-2	- Вынос осей в натуру	0,00	0,00	0,00	117,00	117,00
Итого по главе 1:			0,00	0,00	0,00	240,00	240,00
ГЛАВА 2. Основные объекты строительства							
3.	Лок.см 2-1	- Водозаборное сооружение	25460,00	3277,74	2334,80	1539,00	32611,54
4.	Лок.см 2-2	- Подающий водовод	27750,00	6032,08	341,73	2160,00	36283,81
5.	Лок.см 2-3	- Сооружение для пропуска строительных расходов (дополнительные работы)	734,85	0,00	0,00	3270,00	4004,85
6.	Об.см 2-4	- Здание мини ГЭС	5747,00	1129,09	77357,00	740,00	84973,09
Итого по главе 2:			59691,85	10438,91	80033,53	7709,00	157873,29
ГЛАВА 4. Объекты энергетического хозяйства							
7.	Лок.см 4-1	- Вл-6кВ и подстанция	554,80	1360,00	2170,00	270,00	4354,80
Итого по главе 4:			554,80	1360,00	2170,00	270,00	4354,80
ГЛАВА 7. Благоустройство и озеленение территории							
8.	Лок.см 7-1	- Благоустройство	332,45	0,00	0,00	0,00	332,45
9.	Лок.см 7-2	- Вертикальная планировка	157,29	0,00	0,00	0,00	157,29
10.	Лок.см 7-3	- Подпорная стенка.	191,80	0,00	0,00	0,00	191,80
Итого по главе 7:			681,54	0,00	0,00	0,00	681,54

		ГЛАВА 8. Временные здания и сооружения					
11.	ГСН 81-05-01-2001 п.2.6.	- Затраты на строительство временных зданий и сооружений 3,9%	3581,00	1760,00	540,00	0,00	5881,00
		Итого по главе 8:	3581,00	1760,00	540,00	0,00	5881,00
		Итого по главам 1-8:	64509,19	13558,91	82743,53	8219,00	169030,63
		ГЛАВА 9. Прочие работы и затраты					
12.	ГСН 81-05-02-2001 п.2.2.	- Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время 0,9%х1=0,9%	1139,52	212,26	0,00	0,00	1351,78
13.	МДС 81-35.2004 прил.8.п.9.8 ГОССТРОЙ СССР №1336-ВК/1-Д	- Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов (с резервом средств на непредвиденные работы и затраты) 1,91%х1,03«1,9673%	0,00	0,00	0,00	334,76	334,76
		Итого по главе 9:	1139,52	212,26	0,00	334,76	1686,54
		Итого по главам 1-9:	65648,71	13771,17	82743,53	8553,76	170717,17
		ГЛАВА 10. Содержание дирекции (технического надзора) строящегося предприятия					
14.	МДС 81-35.2004 прил.8.п.10.1 Пост.ГОССТРОЯ РФ от 13.02.03 №17	- Затраты на содержание службы заказчика-застройщика 1,1% от суммы (25236,34+1111,62)	1900,00	0,00	0,00	289,83	2189,83
		Итого по главе 10:	1900,00	0,00	0,00	289,83	2189,83
		ГЛАВА 12. Проектные и изыскательские работы, авторский надзор					
15.	МДС 81-35.2004 прил.8.п.12.3	- Затраты на содержание авторского надзора 0,2%	115,00	0,00	0,00	50,47	165,47
16.	Смета №1 на проектные работы	- Проектные работы на рабочий проект	4600,00	0,00	0,00	950,00	5550,00
17.	Пост.ГОССТРОЯ РФ от 18.08.97 №18-44	- Средства на оплату Госэкспертизы пр. смет. документации	2300,00	0,00	0,00	111,15	2411,15
		Итого по главе 12:	7015,00	0,00	0,00	1111,62	8126,62

		Итого по главам 1-12:	74563,71	13771,17	82743,53	9955,21	181033,62
18.		- Исключить премию за ввод	0,00	0,00	0,00	334,76	334,76
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ	74563,71	13771,17	82743,53	9620,45	180698,86
19.	МДС 81-35.2004 п.4.96	- Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 3% (без учета премии за ввод)	5700,00	41,25	236,44	42,16	6019,85
20.		- Добавить премию за ввод	500,00	0,00	0,00	334,76	834,76
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ	80763,71	13812,42	82979,97	9997,37	187553,47
21.		- НДС 18% без учета п.16	2899,93	254,91	1461,18	120,73	4736,75
		Итого с НДС	83663,64	14067,33	84441,15	10118,10	192290,22

График осуществления проекта

График осуществления проекта представлен в Таблице:

<i>№</i>	<i>Наименование этапа проекта</i>	<i>Дата начала</i>	<i>Дата окончания</i>
1	Проектно-изыскательские работы: ТЭО - утверждаемая часть. Рабочий проект.	10.05.12г. 30.08.12.	30.08.12г. 31.12.12г
2	Строительство плотины с монтажом оборудования водоприемника и водосброса	01.11.12г.	30.08.12г.
3	Строительство здания ГЭС. Монтаж гидроагрегатов и их пуско-наладка	01.10.12г. 01.10.13 г.	20.10.13г. 22.12.13г.
4	Монтаж деривационного водовода	01.04.13г.	20.10.13.
5	Ввод в эксплуатацию	20. 12 .13.	-

Определяющими факторами в приведенном графике строительства ГЭС являются сроки изготовления и поставки основного гидротурбинного оборудования. По предварительным переговорам с заводом изготовителем срок изготовления составляет 14-16 месяцев.

План финансирования проекта представлен ниже.

Экология

Существующие экологические условия

Объект благоприятно влияет на окружающую среду.

Незначительное увеличение площади водного зеркала в реки Цейдон в результате создания небольших водозаборных сооружений ГЭС с поверхностным переливом паводковых пропусков обогатит природный ландшафт, улучшит обеспеченность природных биопроцессов и увеличит количество видов животных, обитающих на данной территории

Отрицательные:

Незначительное подтопление берегов в зоне выклинивания подпора.

Возможные меры по устранению или снижению отрицательных воздействий и/или их компенсации

1. Воздействие на природу и окружающую среду от работающего автотранспорта, строительных механизмов, бетонно-обогажительного хозяйства, сварочного оборудования предполагается снизить за счет введения природоохранной технологии ведения строительных работ и осуществления рекультивации строительных площадок.

2. К утилизации отходов, появляющихся при производстве работ планируется привлечение специализированных организаций.

Возможности снижения выбросов двуокиси углерода в соответствии с Киотским протоколом

Объем сокращения выбросов в тоннах рассчитывается через объем дополнительной выработки, возникающей в результате реализации инвестиционного проекта в тыс. кВт/ч, умноженный на 0,7. Считаем, что прирост выработки экологически чистыми ГЭС напрямую связан с сокращениями выбросов CO₂ в атмосферу.

Данные об объеме сокращения выбросов CO₂ представлены в Таблице:

<i>№</i>	<i>Год реализации</i>	<i>Дополнительная выработка, тыс. кВт/ч</i>	<i>Объем сокращенных выбросов CO₂, тонн</i>
1	2013	19.800	13600
2	2014	24500	17150
3	2015	24500	17150
4	2016	24500	17150

Оценка коммерческой эффективности проекта

Створ Буронской ГЭС расположен в удобном для строительства месте. В районе площадки имеется сеть автодорог, трансформаторная подстанция и ЛЭП. Применение современных технологий строительства и эксплуатация в автоматическом режиме без персонала создают основу для финансирования данного проекта.

Ожидаемые финансовые затраты по проекту:

Производственные издержки млн. руб.

№/№	Показатели	Значение
1	Амортизация	6,53
2	Основная и дополнительная заработная плата	1,10
3	Единый социальный налог	0,29
4	Взносы на обяз.соц.страхование от несчастных случаев	0,01
5	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	0,60
6	Запчасти и вспомогательные средства	0,37
7	Плата за пользование водными ресурсами	0,01
	Итого производственные издержки	8,91

Результаты оценки коммерческой эффективности инвестиционного проекта представлены ниже.

Финансово-экономический анализ

"Исходные данные проект а"

Таблица 1

Строка	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Исходные данные проекта										
Начало строительства 01,01,2008										
Срок строительства, месяцы	18,00									
Установленная мощность эл. станции, МВт	5,00									
Число часов использования эл. мощности, час/год		5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00	5 278,00
Средняя заработная плата, тыс.руб/год-чел		275,52	275,52	275,52	275,52	275,52	275,52	275,52	275,52	275,52
Численность персонала, чел		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Средний тариф на электроэнергию, руб/кВт.ч		1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Средний тариф на электроэнергию, руб/кВт.ч в пиковом режиме		2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04
Ставка дисконтирования	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
Норма амортизации оборудования	0,04									
Суммарная ст-ть проекта, в т.ч. по годам млн.евро	5,50									
Суммарная ст-ть проекта, в т.ч. по годам. млн.руб	192,50									
НДС	29,36									
Суммарная потр. в инвестициях	192,50									
Удельная стоимость ГЭС (без НДС) , евро/кВт	1 100,00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Кредитная ставка, %	12,00									
Доля кредита в капиталовложениях, %	100,00									
Прогнозные значения индексов на тарифы	1,00	1,10	1,15	1,15	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
Прогнозные значения индексов на тарифы в пиковом режиме	1,00	1,10	1,19	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07
Индексы тарифов к базовому году эл.эн.	1,00	1,10	1,27	1,45	1,63	1,79	1,94	2,05	2,13	2,18
Индексы тарифов к базовому году эл.эн. в пиковом режиме	1,00	1,10	1,31	1,56	1,82	2,10	2,37	2,63	2,87	3,07
Прогнозные значения индексов общей инфляции	1,00	1,10	1,17	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05
Индексы изменения цены на прочие работы и затраты	X	1,10	1,27	1,45	1,63	1,79	1,94	2,05	2,13	2,18
Валютный курс, руб/евро	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00

"Основные расчетные данные"

Таблица 2

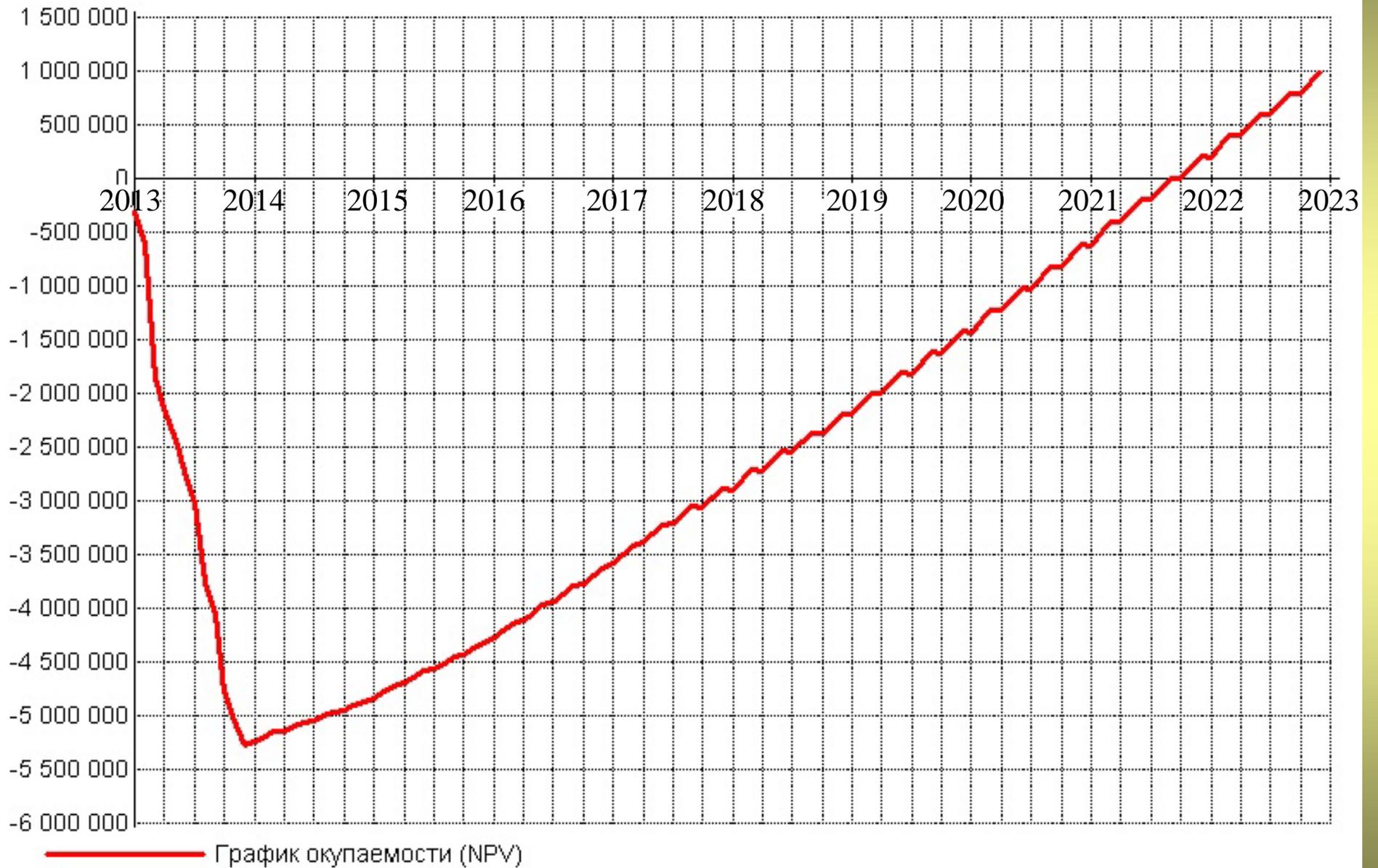
Строка	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
ОБЪЕМЫ ВЫРАБОТКИ э/энергии										
Выраб. э/энергии, млн. кВт.ч в баз. реж..		19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Выраб. э/энергии, млн. кВт.ч в пик. реж		5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81
Расход э/энергии на собств. нужды, %		5,00								
ПРИТОК ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ										
Выручка от реализации, млн.руб		42,55	49,37	57,30	64,96	72,37	79,21	85,15	89,88	93,12
Тариф на э/эн, руб/кВт.ч в баз.реж.		1,94	2,23	2,56	2,87	3,15	3,41	3,61	3,76	3,83
Тариф на э/эн, руб/кВт.ч в пик.реж		2,24	2,67	3,18	3,72	4,28	4,83	5,36	5,85	6,25
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ										
Условно-постоянные затраты, млн.руб		2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
-затраты на оплату труда		1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
-другие постоянные затраты		1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Условно-переменные затраты, тыс.руб										
Всего производственные затраты, млн.руб		2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
Амортизация, млн.руб		5,98	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53
Себестоимость всего, млн.руб		8,37	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
Себестоимость э/э руб/кВт.ч		0,33	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
ПРИБЫЛЬ И УБЫТКИ										
Выручка от реализации продукции		42,55	49,37	57,30	64,96	72,37	79,21	85,15	89,88	93,12
Производственные издержки		2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Налоги до валовой прибыли		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Валовая прибыль		40,09	46,92	54,85	62,51	69,92	76,76	82,70	87,43	90,66
Налоги после валовой прибыли		3,52	3,38	3,24	3,09	2,95	2,81	2,66	2,52	2,37
Общие издержки		33,55	31,72	29,46	26,23	22,38	18,33	13,44	9,12	9,12
Налогооблагаемая прибыль	0,00	3,02	11,81	22,15	33,18	44,58	55,62	66,60	75,79	79,17
Налоги на прибыль	0,00	0,73	2,83	5,32	7,96	10,70	13,35	15,98	18,19	19,00
Льгота по налогу на прибыль										
Чистая прибыль	0,00	2,30	8,98	16,84	25,22	33,88	42,27	50,61	57,60	60,17

"Финансовый анализ проект а, млн.руб"

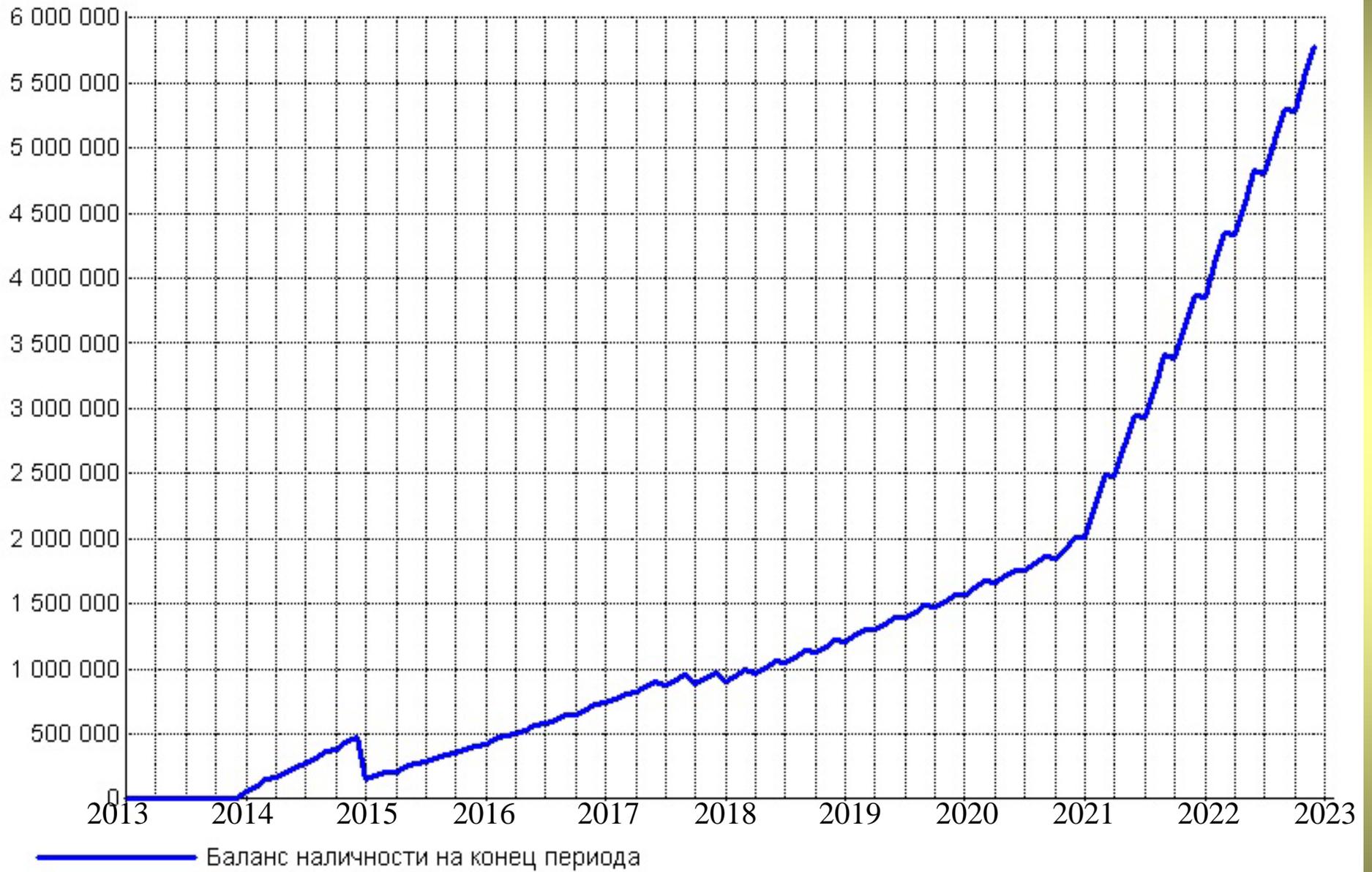
Таблица 3

Строка	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Чистая прибыль	0,00	2,30	8,98	16,84	25,22	33,88	42,27	50,61	57,60	60,17
Возврат НДС			29,36							
Амортизационные отчисления		5,98	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53
Капитальные затраты, млн.руб	192,50									
Поток денежных средств, млн.руб	0,17	16,36	-2,36	10,99	8,51	8,78	12,44	15,65	64,74	67,01
Поток средств нарастающим итогом	0,17	16,54	14,18	25,17	33,68	42,46	54,90	70,55	135,29	202,30
Дисконтированный поток средств	0,17	14,16	-2,29	7,77	5,49	5,00	6,50	7,36	27,72	25,96
Чистый дисконтированный поток нарастающим итогом	0,17	14,34	12,04	19,81	25,30	30,30	36,80	44,16	71,88	97,83
Чистый дисконтированный доход, млн.руб										31,40
Внутренняя норма доходности (IRR) %										13,70
РАСЧЁТ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ										
Срок окупаемости проекта, лет										6,92
То же с учетом дисконтирования										8,92
Срок окупаемости проекта с момента ввода в эксплуатацию, лет										4,92
Индекс доходности										1,16
ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ млн.евро										
Акционерный капитал										
Кредит	5,50					0,05	0,06	0,04		
Прибыль, амортизация и НДС за введенное в экспл-ю оборуд, в распор ГЭС на конец года	0,00	0,24	1,28	0,67	0,91	1,15	1,39	1,63	1,83	1,91
То же, направленное на финансирование проекта		0,24	0,98	0,67	0,91	0,96	1,03	1,11	0,00	
Остаток прибыли и амортизации в распоряж ГЭС	0,00		0,30			0,19	0,37	0,52	1,83	1,91
Накопленная прибыль	0,00	0,00	0,30	0,30	0,30	0,50	0,86	1,39	3,22	5,12
РАСЧЁТ СРОКА ПОГАШЕНИЯ КРЕДИТА										
Срок погашения кредитов, лет										6,00
СХЕМА КРЕДИТОВАНИЯ млн. евро										
Поступление кредитов (начало года)	5,50					0,05	0,06	0,04		
Сумма задолженности(начало года)		5,50	5,50	4,74	4,09	3,21	2,28	1,21	0,00	0,00
Начисленный процент (за год)		0,71	0,65	0,58	0,49	0,38	0,26	0,12	0,00	
Погашение кредита с процентами (конец года)		0,71	1,41	1,23	1,37	1,36	1,38	1,38	0,00	
Сумма задолженности на конец года	5,50	5,50	4,74	4,09	3,21	2,28	1,21	0,00	0,00	0,00
Платежи по процентам за кредит, млн.евро	3,20									
Сумма платежей по кредиту с процентами	8,85									
млн. евро										

График окупаемости и (NPV) в Евро



Кэш-фло (EUR)



Прибыли-убытки (EUR)

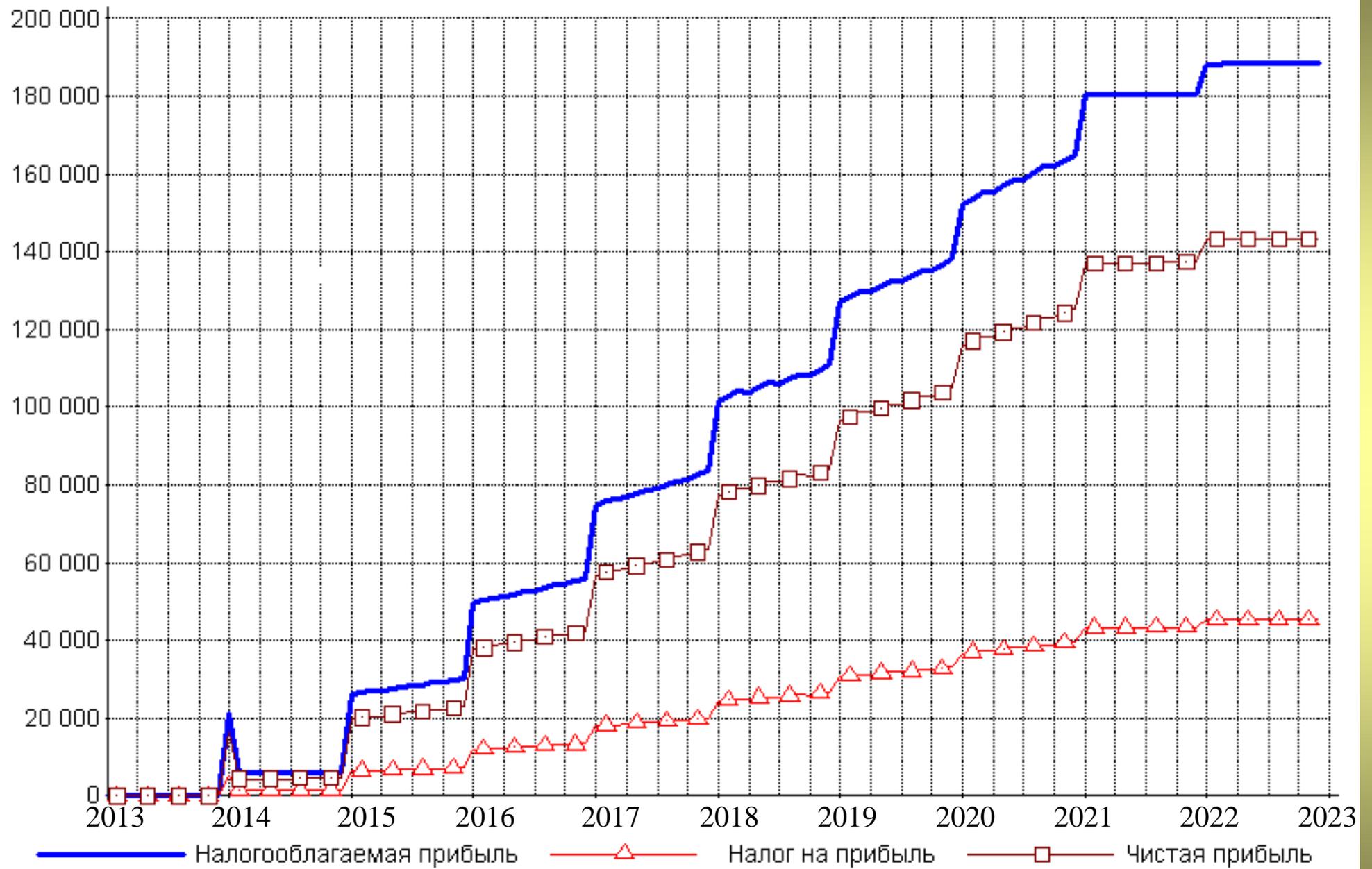
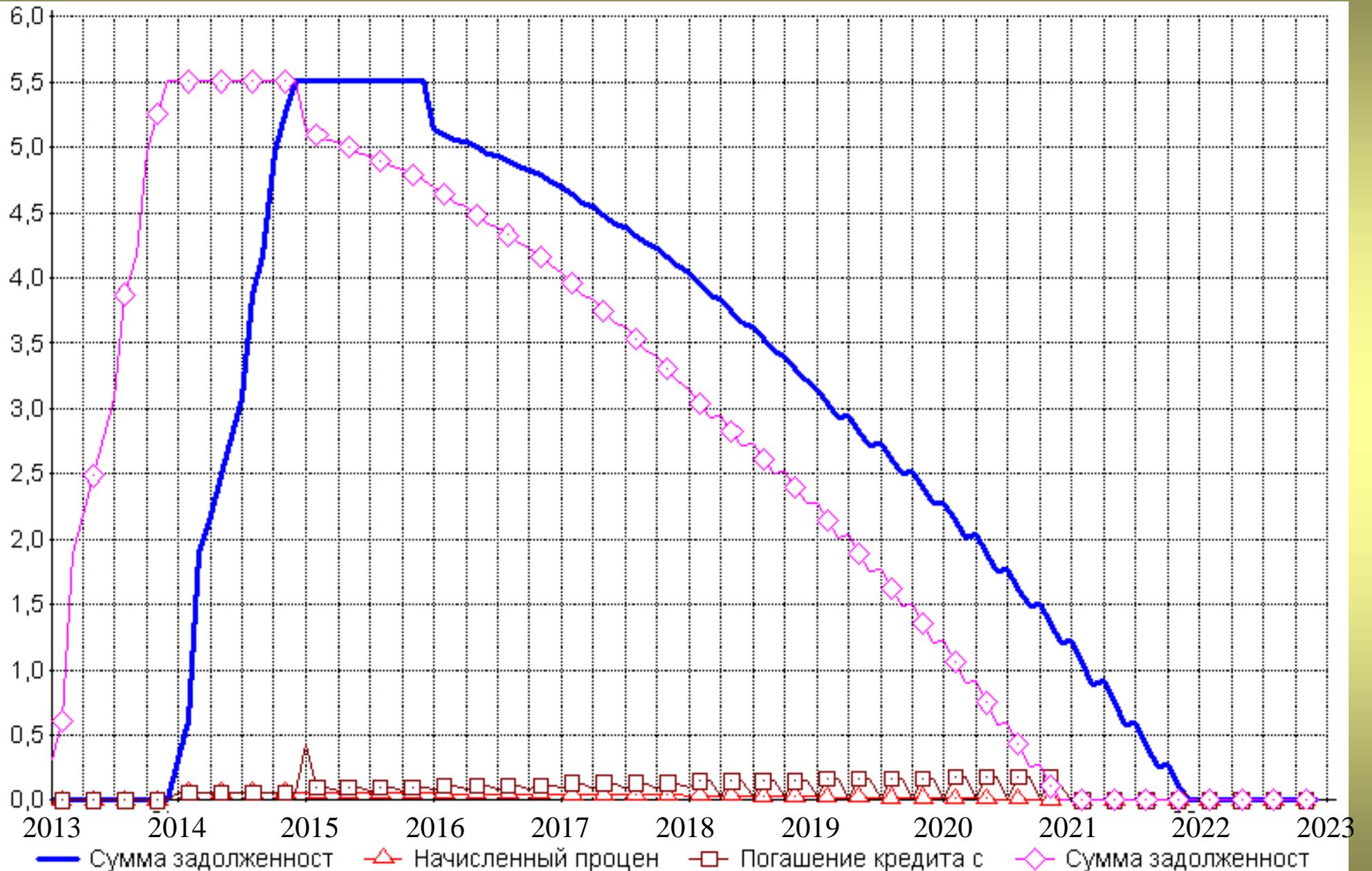


График погашения кредита



Маркетинговая информация

Каскад ГЭС на малых реках Цейдон и др. планируется для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей на основе комплексного освоения богатых гидроэнергетических ресурсов РСО-Алания, как единственно возможного и экологически чистого источника энергии. Рынок сбыта электроэнергии на Юге России является остро дефицитным и будет им оставаться на обозримую перспективу из-за высоких требований природоохранного и экологического характера.

Создание малых генерирующих мощностей, в том числе для покрытия пиковых нагрузок, позволяет значительно повысить живучесть энергосистемы Юга России и снизить технологические потери в сетях.

Тарифная политика

Сложившаяся в последние годы система электроснабжения РСО-Алания основана на поставках электроэнергии от электростанций, размещенных за ее пределами через систему подстанций и линий ОАО «Федеральная сетевая компания» протяженностью до 800 км. Объем потребляемой электроэнергии ежегодно растет и составит к 2020г. Более 2.8 млрд. кВт/ч. с максимальной потребляемой мощностью 600-650 МВт.

При этом сохраняется множество факторов, снижающих надежность и качество поставляемой электроэнергии, значительно повышающих ее стоимость из-за потерь в сетях, издержек производства транспортирующих организаций и услуг перепродавцов энергии.

Отсутствие на территории Республики генерирующих мощностей, позволяющих выравнять график потребляемой мощности покупной энергии, приводит к существенному (до 40%) повышению тарифа на электроэнергию, вызванного потерей в электрических сетях и платой за максимально заявленную мощность утреннего и вечернего максимума нагрузок.