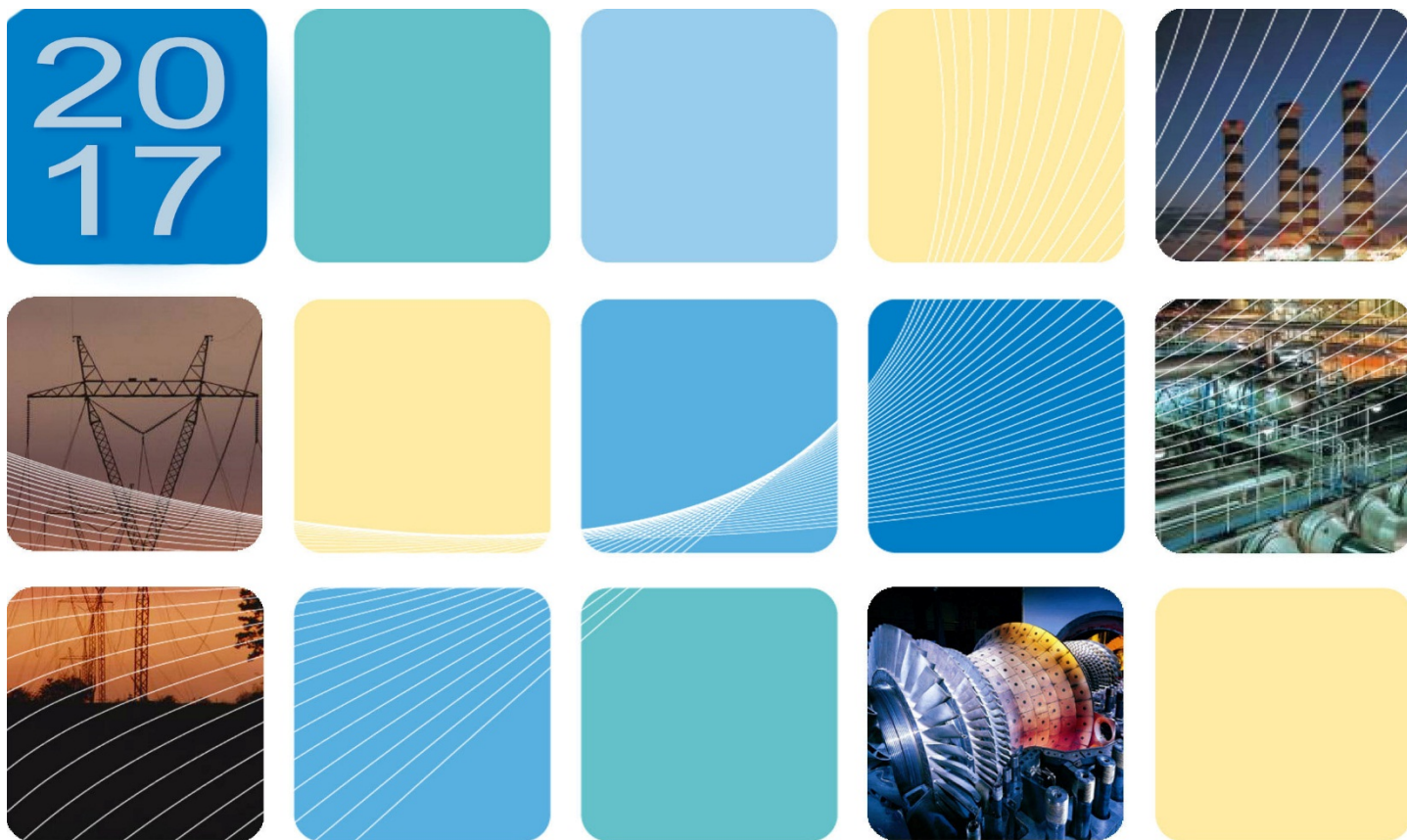


ADB

| ГРАНТ АБР №: 0213 -ТАЖ |

| Февраль 2017 г. |



FINANCIAL MANAGEMENT · ENTERPRISE RESTRUCTURING · INVESTMENT PLANNING

Таджикистан ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА, ТОМ 2 - ПРИЛОЖЕНИЯ

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ |
УЛУЧШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕКТОРА

• SUBMITTED BY:



• IN ASSOCIATION WITH:





КОНТРОЛЬНЫЙ ЛИСТ ПРОВЕРКИ ДОКУМЕНТА

Название проекта: Региональный проект по передаче электроэнергии – Улучшение операционной деятельности сектора

№ Контракта: Грант АБР №: 0213-TAJ

Наименование документа: Генеральный план развития энергетического сектора -
Заключительный отчёт

Предыстория документа:

Версия	Дата	Подготовлен	Проверен	Одобрен
1.0	Июнь 2015 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Ч. Каду / Амал Мани		
1.1	Июль 2016 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Ч. Каду / Амал Мани		
1.2	Февраль 2017 г.	А. Кариас / Г. Лиан / Ч. Каду / Амал Мани		



ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение А: Список собранных данных	8
Приложение В: Электроэнергия, вырабатываемая гидроэлектростанциями	19
В1 Работа каскада Вахшских ГЭС по выработке электроэнергии	20
В2 Работа Кайраккумской ГЭС в гидроэнергетике	44
В3 Энергетические исследования выявленных потенциальных гидроэлектрических дополнений в энергетике Таджикистана	55
Приложение С: Ресурсы и технологии выработки	83
Приложение D: Планы и затраты по увеличению выработки э/энергии	123
D1 Вариант расширения 1 - Без Рогунской ГЭС	123
D2 Вариант расширения 2 - С Рогунской ГЭС	148
D3 Вариант расширения 3 - С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	161
Список таблиц	
Таблица D - 1: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	124
Таблица D - 2: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	125
Таблица D - 3: Последовательность увеличения выработки по сценарию 2 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 150 МВт	126
Таблица D - 4: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 2 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 150 МВт	127
Таблица D - 5: Последовательность увеличения выработки по сценарию 3 - Агрегаты КЦ, работающие на природном газе, мощностью 300 МВт	128
Таблица D - 6: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 3 - Агрегаты КЦ, работающие на природном газе, мощностью 300 МВт	129
Таблица D - 7: Последовательность увеличения выработки по сценарию 4 - Пять ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	130
Таблица D - 8: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 4 - Пять ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	131
Таблица D - 9: Последовательность увеличения выработки по сценарию 5 - Четыре ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	132



Таблица D - 39: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	164
Таблица D - 40: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	165
Таблица D - 41: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	166
Таблица D - 42: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	167
Таблица D - 43: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	168
Таблица D - 44: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	169
Таблица D - 45: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	170
Таблица D - 46: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	171
Таблица D - 47: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт	172
Таблица D - 48: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	173
Таблица D - 49: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 с учётом Шурабской ГЭС - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	174
Таблица D - 50: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 с учётом Шурабской ГЭС - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	175
Таблица D - 51: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 с учётом Шурабской ГЭС - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	176
Таблица D - 52: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 с учётом Шурабской ГЭС - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт	177

Приложение Е: Планы расширения передачи для выбранных сценариев 178

Список таблиц

Таблица Е - 1: Таблица загрузки зимнего периода 2013 г.	184
Таблица Е - 2: Конденсаторы в северном секторе	186
Таблица Е - 3: Конденсаторы в южном секторе	187
Таблица Е - 4: Перегруженные линии 220 кВ (целостность системы)	187
Таблица Е - 5: Перегруженные линии 110 кВ (целостность системы)	188
Таблица Е - 6: Типичная мощность сталеалюминиевого кабеля и композитных проводников	189
Таблица Е - 7: Расходящиеся непредвиденные обстоятельства	189
Таблица Е - 8: Список рекомендуемых дополнительных трансформаторов	191
Таблица Е - 9: План выработки э/энергии без Рогунской ГЭС	192
Таблица Е - 10: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году	193
Таблица Е - 11: Список линий, которые необходимо модернизировать	200
Таблица Е - 12: Список новых трансформаторов на 2014-2020 гг.	200
Таблица Е - 13: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения	201
Таблица Е - 14: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2025 году	201
Таблица Е - 15: Список линий, которые необходимо модернизировать	206
Таблица Е - 16: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.	206
Таблица Е - 17: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения	206
Таблица Е - 18: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2030 году	207
Таблица Е - 19: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году	209
Таблица Е - 20: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку до 2030.	209
Таблица Е - 21: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения	209
Таблица Е - 22: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2035 году	210



Таблица Е - 23: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2035 году.....	211
Таблица Е - 24: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку	212
Таблица Е - 25: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	212
Таблица Е - 26: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2039 году	213
Таблица Е - 27: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.....	214
Таблица Е - 28: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2039 г.	214
Таблица Е - 29: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	215
Таблица Е - 30: План выработки э/энергии с Рогунской ГЭС	216
Таблица Е - 31: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году	220
Таблица Е - 32: Список линий, которые необходимо модернизировать	225
Таблица Е - 33: Список новых трансформаторов.....	226
Таблица Е - 34: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения	226
Таблица Е - 35: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2025 году	227
Таблица Е - 36: Список линий, которые необходимо модернизировать	231
Таблица Е - 37: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.	231
Таблица Е - 38: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	232
Таблица Е - 39: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2030 году	232
Таблица Е - 40: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году.....	234
Таблица Е - 41: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку с 2025-2030 гг.....	235
Таблица Е - 42: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	235
Таблица Е - 43: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2035 году	235
Таблица Е - 44: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030-2035 гг.	237
Таблица Е - 45: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035 г.	237
Таблица Е - 46: Перечень добавленных компенсаторов для выдерживания напряжения	237
Таблица Е - 47: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.....	239
Таблица Е - 48: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035-2039 гг.....	239
Таблица Е - 49: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	239
Таблица Е - 50: План выработки э/энергии с Рогунской ГЭС	241
Таблица Е - 51: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году	244
Таблица Е - 52: Список линий, которые необходимо модернизировать	250
Таблица Е - 53: Список новых трансформаторов	250
Таблица Е - 54: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	251
Таблица Е - 55: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2025 году	251
Таблица Е - 56: Список линий, которые необходимо модернизировать	254
Таблица Е - 57: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.	255
Таблица Е - 58: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	255
Таблица Е - 59: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2030 году	255
Таблица Е - 60: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году.....	257
Таблица Е - 61: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку с 2025-2030 гг.....	258
Таблица Е - 62: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	258
Таблица Е - 63: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2035 году	259
Таблица Е - 64: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030-2035 гг.	261
Таблица Е - 65: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035 г.	261
Таблица Е - 66: Перечень добавленных компенсаторов для выдерживания напряжения	261
Таблица Е - 67: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.....	263
Таблица Е - 68: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035-2039 гг.....	263
Таблица Е - 69: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения.....	263
Таблица Е - 70: Потери передачи с Планом без Рогунской ГЭС.....	266
Таблица Е - 71: Потери передачи при плане с Рогунской ГЭС	267
Таблица Е - 72: Потери передачи при плане с ранним вводом Рогунской ГЭС.....	267
Таблица Е - 73: Стандартные коэффициенты затрат для новой линии электропередач	267
Таблица Е - 74: Удельные издержки линий электропередач.....	268
Таблица Е - 75: Приблизительная стоимость оборудования подстанции	268
Таблица Е - 76: Стоимость трансформатора	268
Таблица Е - 77: Стоимость линий электропередач при варианте без Рогунской ГЭС.	269
Таблица Е - 78: Расчетная стоимость подстанции без Рогунской ГЭС	270
Таблица Е - 79: Стоимость конденсаторов плана без Рогунской ГЭС.....	272
Таблица Е - 80: Стоимость модернизации линий	273
Таблица Е - 81: Стоимость линий электропередач при варианте с Рогунской ГЭС	274



Таблица Е - 82: Расчетная стоимость подстанции с Рогунской ГЭС	275
Таблица Е - 83: Стоимость батарей конденсаторов варианта с Рогунской ГЭС.	276
Таблица Е - 84: Стоимость модернизации линий	277
Таблица Е - 85: Стоимость линий электропередач при варианте с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	278
Таблица Е - 86: Расчетная стоимость подстанции с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	280
Таблица Е - 87: Стоимость батарей конденсаторов варианта с Рогунской ГЭС.	281
Таблица Е - 88: Стоимость модернизации линий электропередач при варианте с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС	282
Таблица Е - 89: Сравнение стоимости между использованием трех линий и многожильного провода	283
Таблица Е - 90: Краткий обзор затрат на передачу	284

Список рисунков

Рисунок Е - 1: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для планов без Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)	194
Рисунок Е - 2: Новые подстанции 220 кВ и 500 кВ	195
Рисунок Е - 3: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года	195
Рисунок Е - 4: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года	197
Рисунок Е - 5: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года	198
Рисунок Е - 6: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде	199
Рисунок Е - 7: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года	202
Рисунок Е - 8: Линии (220 кВ) рекомендуемые к 2030 году	207
Рисунок Е - 9: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году	210
Рисунок Е - 10: Линии 220 кВ, необходимые к 2039 году	213
Рисунок Е - 11: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана расширения с Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)	218
Рисунок Е - 12: Новые подстанции 220 кВ и 500 кВ	219
Рисунок Е - 13: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года	220
Рисунок Е - 14: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года	222
Рисунок Е - 15: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года	223
Рисунок Е - 16: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде	224
Рисунок Е - 17: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года	228
Рисунок Е - 18: Список линий 220 кВ, которые рекомендуются к 2030 году	233
Рисунок Е - 19: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году	236
Рисунок Е - 20: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)	243
Рисунок Е - 21: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года	244
Рисунок Е - 22: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года	247
Рисунок Е - 23: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года	247
Рисунок Е - 24: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде	249
Рисунок Е - 25: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года	252
Рисунок Е - 26: Список линий 220 кВ, которые рекомендуются к 2030 году	256
Рисунок Е - 27: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году	259
Рисунок Е - 28: Сеть 500 кВ план без Рогунской ГЭС	265
Рисунок Е - 29: Сеть 500 кВ план с Рогунской ГЭС	266



ПРИЛОЖЕНИЕ А: СПИСОК СОБРАННЫХ ДАННЫХ



№	Описание/наименование	Дата	Источник
1	Закон Республики Таджикистан «Об энергетике»	Ноябрь 2000 г.	Правительство Республики Таджикистан
2	Необходимые данные по Таджикистану, в том числе: 1. Почасовая нагрузка 2. Данные по прогнозированию спроса 3. Годовой баланс 4. Межгосударственные перетоки электроэнергии 5. Перетоки в 2009 году 6. Технические потери в распределительной сети 7. Ограничения по отпуску воды на ирригацию 8. Месячная генерация 9. Фактические показатели работы энергосистемы ОАХК «Барки Точик» 10. Имеющиеся/планируемые тепловые станции 11. Короткие замыкания 12. Подстанция Худжанд 500 кВ	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
3	Производственные затраты по ГЭС с 2007 по 2011 годы	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
4	Экономические и финансовые параметры	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
5	Полезный отпуск электроэнергии по районам и группам потребителей	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
6	Выработка и расход энергии	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
7	Проект снижения потерь энергии - Основная деятельность	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
8	Тарифы на электрическую энергию с 2007 по 2012 годы	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
9	Общая информация о состоянии и развитии электроэнергетики Таджикистана до 2016 года	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
10	Электроэнергия, выработанная ОАХК «Барки Точик» с 2007 по 2012 годы (по месяцам) Электроэнергия, выработанная предприятиями Расход энергии на собственные нужды	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
11	Презентация: Электроэнергетика Таджикистана - настоящее и будущее	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
12	Выработка и отпуск электрической и тепловой энергии по Душанбинской ТЭЦ с 2007 по 2012 годы	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
13	Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана по категориям	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»



№	Описание/наименование	Дата	Источник
14	Макроэкономические показатели		ОАХК «Барки Точик»
15	Организационная структура ОАХК «Барки Точик» (1) с указанием некоторых имён	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
16	Организационная структура ОАХК «Барки Точик» (2)	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
17	Покупка, импорт и экспорт электрической энергии ОАХК «Барки Точик» с 2008 по 2012 годы	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
18	Действующий тариф на транзит электроэнергии Республики Кыргызстан Текущий тариф на покупку электрической энергии у ГЭС «Сангтуда-1» и ГЭС «Сангтуда-2» Тариф на экспорт электроэнергии в Афганистан	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
19	План по расширению передающих сетей	Июль 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
20	Структура потребления электроэнергии по группам потребителей		ОАХК «Барки Точик»
21	Структура потребления электроэнергии с 2001 по 2007 годы		ОАХК «Барки Точик»
22	Категории и количество потребителей		ОАХК «Барки Точик»
23	Выработка электроэнергии в Таджикистане		ОАХК «Барки Точик»
24	Информация о существующих ГЭС (описательная)		ОАХК «Барки Точик»
25	Технико-экономические показатели ГЭС на реках Пяндж и Амударья (возможные варианты)		ОАХК «Барки Точик»
26	Фактические показатели работы энергосистемы ОАХК «Барки Точик» с 2006 по 2010 годы		ОАХК «Барки Точик»
27	Дневные и годовые графики нагрузок		ОАХК «Барки Точик»
28	3-х летний план для Министерства экономики		ОАХК «Барки Точик»
29	Перспективный план развития Душанбинских городских электрических сетей на период 2012-2016 гг.		ОАХК «Барки Точик»
30	Разъяснения по используемым терминам		ОАХК «Барки Точик»



№	Описание/наименование	Дата	Источник
31	Данные по выработке энергии в Таджикистане		ОАХК «Барки Точик»
32	Энергоёмкие предприятия и объёмы расхода/потребления в 2007-2011 гг.		ОАХК «Барки Точик»
33	Снижение производства электроэнергии в осенне-зимний период 2010-2011 гг.		ОАХК «Барки Точик»
34	Предполагаемый дефицит электроэнергии по энергосистеме РТ в осенне-зимний период 2010-2011 гг.		ОАХК «Барки Точик»
35	Почасовое потребление электроэнергии без учёта ГЭС «Сангтуда-1»		ОАХК «Барки Точик»
36	Добыча угля, реконструкция и строительство новых ТЭЦ, работающих на угле		ОАХК «Барки Точик»
37	Закон Республики Таджикистан «Об инвестициях»		ОАХК «Барки Точик»
38	Пиковые нагрузки и выработка с 2001 по 2010 годы		ОАХК «Барки Точик»
39	Перспективный план развития энергосистемы Республики, в том числе ввод в эксплуатацию новых энергетических предприятий (линии электропередач, подстанции) на 2011 - 2016 годы (сравните с №41)		ОАХК «Барки Точик»
40	Стоимость подстанций и линии электропередач 500 кВ Юг-Север		
41	Стратегия развития энергосистемы Республики Таджикистан на 2011-2016 гг.		
42	Затраты на выработку, передачу и распределение электрической и тепловой энергии ОАХК «Барки Точик» в 2007-2011 гг.		
43	Мощность ГЭС на Памире		
44	Список подстанций 220/110 кВ в южном регионе		
45	Текущее состояние ГЭС	Январь 2011 г.	Fichtner
46	Нагрузки по подстанциям ОАХК «Барки Точик» в день максимальной нагрузки		
47	Структура технических потерь энергии		
48	Выработка электроэнергии в Таджикистане		
49	Установленная мощность и годовая выработка электроэнергии на ГЭС		
50	Информация по ГБАО		
51	Карта Таджикистана - Линии электропередач 220-500 кВ		
52	Схема высоковольтных линий ОАХК «Барки Точик» (110-220-500 кВ)		
53	Данные о выработке электроэнергии на Памире		



№	Описание/наименование	Дата	Источник
54	Курс национальной валюты по отношению к доллару США	Сентябрь 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
55	Индекс потребительских цен		Таджстат
56	Информация по тарифам за 2012 год		ОАХК «Барки Точик»
57	Месячная максимальная нагрузка энергосистемы в 2008-2011 гг.		ОАХК «Барки Точик»
58	Данные по магистральным линиям и трансформаторам		ОАХК «Барки Точик»
59	Данные по реакторам		ОАХК «Барки Точик»
60	Нагрузки по подстанциям 220-500 кВ в форматах Word и Excel		ОАХК «Барки Точик»
61	Потери а) Технологический расход электроэнергии (ГВтч) в 2006-2011 гг. б) Сравнительный анализ технологических потерь электроэнергии в % в) Ожидаемый технологический расход электроэнергии на её транспорт за 2009-2011 гг. с разбивкой по месяцам		ОАХК «Барки Точик»
62	Почасовая нагрузка в 2006-2011 гг.	Сентябрь 2012 г.	ОАХК «Барки Точик»
63	Гарантии и льготы для внешних инвесторов		ПРТ
64	ВВП за прошедшие периоды		
65	Численность населения по регионам РТ		
66	Число домохозяйств по областям РТ		
67	Доход на душу населения		
68	ВВП по секторам экономики		
69	Номинальный и реальный ВВП в 1995-2010 гг.		
70	ВВП по регионам РТ		
71	Полезный отпуск электроэнергии по группам потребителей в разрезе областей РТ за 2007-2011 годы		
72	Прогноз основных макроэкономических показателей РТ до 2015 года		ОАХК «Барки Точик»
73	Результаты контрольных замеров на ПС 220 кВ		ОАХК «Барки Точик»
74	Дефицит электроэнергии зимой 2011-2012 гг.		ОАХК «Барки Точик»
75	Нагрузки по подстанциям 500 кВ		ОАХК «Барки Точик»
76	Экономические показатели		ОАХК «Барки Точик»
77	Выработка электроэнергии МГЭС	Март 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
78	МГЭС и ветровые станции (смотри отчёт R-25)		



№	Описание/наименование	Дата	Источник
79	Список планируемых к вводу предприятий в перспективе до 2020 года		Г-н Шарипов Р., ОАХК «Барки Точик»
80	Данные о нагрузке по шинам из PSS/E		Программа PSS/E
81	Схема линий, подготовленная в PSS/E		Г-н Шарипов Р., ОАХК «Барки Точик»
82	Ключевые данные по проектам на каскаде Вахшских ГЭС	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
83	Имеющиеся вырабатывающие электростанции, июнь 2013 г.	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
84	Утверждённые к реализации вырабатывающие электростанции, июнь 2013 г.	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
85	Информация об экспорте электроэнергии в Афганистан, июнь 2013 г.	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
86	Экспорт электроэнергии в Афганистан, июнь 2013 г.	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
87	Будущие проекты-кандидаты, июнь 2013 г.	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
88	Характеристики имеющихся и планируемых тепловых электростанций	Июнь 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
89	Выдержки из ТЭО Шурабадской ТЭС (2x150 МВт)	Май 2005 г.	СМЕС и Проектный институт электроэнергетики провинции Хунань
90	Ответы на запрашиваемую информацию по соглашениям на закупку электроэнергии	Июль 2013 г.	ОАХК «Барки Точик»
91	Карта рек Таджикистана	Июль 2013 г.	Магазин карт
92	Нагрузки подстанций 110 кВ и 220 кВ летом 2013 г.	Декабрь 2014 г.	ОАХК «Барки Точик»
93	Приборы для компенсации реактивной мощности	Февраль 2015 г.	ОАХК «Барки Точик»
A-1	Гидроэнергетический сектор Таджикистана без Рогуна	Январь 2011 г.	Брайан Десиле и Мисси Ламбер
A-2	Таджикистан и Пакистан стали ближе по договору о передаче электроэнергии	Май 2012 г.	Агентство Asia Times
A-3	Таджикистан выходит на электроэнергетический рынок Афганистана	Сентябрь 2009 г.	Агентство Central Asia Online



№	Описание/наименование	Дата	Источник
A-4	Обзор энергетических ресурсов Таджикистана и упражнение по инвентаризации	Сентябрь 2011 г.	Всемирный банк
A-5	Обзор Таджикистана	???	Технический секретариат INOGATE
A-6	Краткие сведения о Таджикистане		ЕБРР
A-7	Оценка стран / Таджикистан		ЕБРР
A-8	Краткие сведения о Таджикистане		Black & Veatch
A-9	Краткие сведения об электроэнергии Таджикистана		REEGLE
R-1	АБР - ТС 7558 - Центрально-азиатское региональное экономическое сотрудничество - Генплан энергосектора, 2-ой проект заключительного отчёта	Февраль 2012 г.	Fichtner
R-2	АБР - ТС 7558 - Центрально-азиатское региональное экономическое сотрудничество - Генплан энергосектора, Приложение с 1 по 11	Февраль 2012 г.	Fichtner
R-3	Программа государственных инвестиций, грантов и капитального строительства на 2012-2014 гг.	Декабрь 2011 г.	Правительство Республики Таджикистан
R-4	Casa-1000 - Проект передачи и торговли электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, доработанное ТЭО проекта, Заключительный отчёт	Февраль 2011 г.	SNC-Lavalin
R-4a	Casa-1000 - Проект передачи и торговли электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, доработанное ТЭО проекта, проект Заключительного отчёта	Ноябрь 2010 г.	SNC-Lavalin
R-5	Оценка влияния энергетики Таджикистана на уровень бедности и социальное положение: Сектор энергетики в Таджикистане	Май 2011 г.	ПРООН??
R-6	Сектора электроэнергетики в странах ЦАРЭС. Диагностический обзор регулятивных подходов и трудностей	2005 г.	АБР
R-7	Отчёт по электроэнергии на рынке Средней Азии и инвестиционным возможностям	Июль 2007 г.	Международный Совет по энергетике
R-8	Стратегия сокращения бедности Республики Таджикистан на период 2010-2012 гг.	2010 г.	Правительство Республики Таджикистан
R-9	Изучение регионального потенциала Центральной Азии по экспорту электроэнергии	Декабрь 2004 г.	Всемирный банк
R-10	Управление электроэнергией в Таджикистане: Применение индикаторных инструментов Инициативы управления	2009 г.	Инициатива управления



№	Описание/наименование	Дата	Источник
	электроэнергетикой в Таджикистане, предварительные результаты		электроэнергетикой
R-11	Стратегия развития гидроэнергетики, проект заключительного отчёта	Апрель 2005 г.	SMEC International
R-12	Генплан по энергоэффективности в Таджикистане с учётом Закона «Об энергосбережении»	Январь 2011 г.	ПРООН
R-13	Население Республики Таджикистан		Таджстат
R-14	Таджикистан в цифрах, 2011 год		Таджстат
R-15	Устойчивая энергетика для всех: Краткая оценка и анализ просчётов в Таджикистане		ПРООН
R-16	Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативы спроса и предложения на электроэнергию, проект отчёта	Октябрь 2012 г.	Всемирный банк, отделение по странам Европы и Центральной Азии
R-17	Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативы спроса и предложения на электроэнергию; проект отчёта, отделение Всемирного банка по странам Европы и Центральной Азии, ESMAP, CAEWDP	Ноябрь 2012 г.	Д. Фиелдс, А. Кочнакян, Г. Стаггинс, Дж. Бесан-Джонс
R-18	АБР - ТС 7558 - Центрально-азиатское региональное экономическое сотрудничество - Генплан энергосектора, заключительный отчёт (смотри R-1), Том 1 из 2 - текст	Октябрь 2012 г.	Fichtner
R-19	АБР - ТС 7558 - Центрально-азиатское региональное экономическое сотрудничество - Генплан энергосектора, заключительный отчёт (смотри R-2), Том 2 из 2 - Приложения	Октябрь 2012 г.	Fichtner
R-20	Обзор регионального генплана энергетического сектора	Январь 2013 г.	Hatch
R-21	Оценка вариантов электроснабжения Таджикистана; промежуточный отчёт	Апрель 2012 г.	Fichtner
R-22	Восстановление энергетики, фаза II	Август 2006 г.	Гидроэнергетическая корпорация (Hydro Tasmania Consulting в ассоциации с EDF и Ислохотконсалт сервис)
R-23	Варианты электроснабжения Таджикистана: Оценка спроса на электроэнергию - Прогнозы спроса	Август 2011 г.	SNC Lavalin International
R-24	Варианты электроснабжения Таджикистана: Оценка спроса на электроэнергию - Модели потребления	Август 2011 г.	SNC Lavalin International
R-25	Возобновляемые источники энергии _ Подзаконные акты	2011 г.	ПРООН/Правительство Республики Таджикистан, Ассоциация энергетиков Таджикистана



№	Описание/наименование	Дата	Источник
R-26	Перспективы гидроэнергетики в Таджикистане		Министерство энергетики
R-27	Диспетчеризация нагрузки и эксплуатация центрально-азиатской энергетической системы	Октябрь 2011 г.	Mercados – Energy Markets International
R-28	Энергетический аудит Талко - Алюминиевой компании в Таджикистане: Отчёт об энергетическом аудите	Ноябрь 2012 г.	Норск Энерги, SINTEF Матиреалс энд Кеместри, ESCO ЭнергоИнжинеринг и ТаджХайдро
R-29	Текущая ситуация и перспективы развития энергетики и промышленности в Республике Таджикистан	Сентябрь 2012 г.	Министерство энергетики и промышленности
R-30	Проект CASA-1000: Отчёт по оценке социального воздействия	Август 2013 г.	
R-31	CASA-1000: Отчёт о передаче и торговле электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, Региональная экологическая оценка (РЭО), резюме	Ноябрь 2013 г.	
R-32	CASA-1000, Правительство Республики Таджикистан, Проект рамочной концепции	Ноябрь 2013 г.	
R-33	CASA-1000, Отчёт о передаче и торговле электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, Региональная экологическая оценка (РЭО), Проект для обсуждений	Октябрь 2013 г.	
R-34	Casa-1000 - Проект передачи и торговли электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, доработанное ТЭО проекта, Приложения, часть 1	Февраль 2011 г.	SNC-Lavalin
R-35	Casa-1000 - Проект передачи и торговли электроэнергией между Центральной Азией и Южной Азией, доработанное ТЭО проекта, Приложения, часть 2	Февраль 2011 г.	SNC-Lavalin
R-36	Анализ электропотребления в многоквартирных жилых домах г. Душанбе и оценка возможностей для энергоэффективности	2012 г.	USAID, Проект «Повышения энергоэффективности в жилых домах города Душанбе»
R-37	ТЭО проекта ТЭЦ Душанбе-2, вторая стадия, 2x150 МВт	Июнь 2014 г.	Энергетический проектный институт Внутренней Монголии
R-38	ТЭО Фондарьинской ГЭС	Сентябрь 2006 г.	SNC-Lavalin
R-39	Предварительное ТЭО Фондарьинской ГЭС, 2 тома	2011 г.	EnergoFichtner
R-40	Презентация Power Point – Проект ГЭС Нурабад 1 для Khoday Group of Industries / Garm Power Co. PTE. Ltd.	???	Design Group Project



№	Описание/наименование	Дата	Источник
			Consultants Pvt Ltd.
R-41	Презентация Power Point – Проект ГЭС Нурабад 2 для Khoday Group of Industries / Garm Power Co. PTE. Ltd.	???	Design Group Project Consultants Pvt Ltd.
R-42	Разработка проекта ГЭС Санабад на реке Пяндж	???	Stucky и Памир Энерджи
R-43	ТЭО Айнинской ГЭС	Апрель 2011 г.	Фараб
R-44	ТЭО Яванской ГЭС		Синохайдро
R-45	Презентация - Основы инвестирования в строительство ГЭС Нурек 2	???	Нурофар
R-46	Предварительное ТЭО для Сангворской ГЭС на реке Обихингоу	???	
R-47	Стратегия развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан	Декабрь 2007 г.	ПРООН
R-48	Стратегия развития водного сектора в Таджикистане	2006 г.	ПРООН
R-49	Мониторинг и раннее потепление в Таджикистане: Месячный отчёт	Октябрь 2014 г.	USAID и ПРООН
R-50	Оценка возобновляемых источников энергии		ЕБРР
R-51	Перспективы развития мировой экономики: Возобновление роста, сохранение риска	Апрель 2012 г.	Международный валютный фонд
R-52	Перспективы азиатского развития, 2012 г., доработанная версия	2012 г.	Азиатский банк развития
R-53	(Заключительный) Отчет фазы II Технико-экономической оценки (ТЭО) проекта Рогунской ГЭС: Исполнительное резюме	Июль 2014 г.	Coyne et Bellier, Electroconsult, IPA
R-54	ТЭО: Отчёт по фазе II (заключительный): Варианты проработки проекта - Том 1: Резюме	Август 2014 г.	Coyne et Bellier, Electroconsult, IPA
R-55	ТЭО: Отчёт по фазе II (заключительный): Варианты проработки проекта - Том 3: Инжиниринг и проект, глава 1: Критерии проектирования	Август 2014 г.	Coyne et Bellier, Electroconsult, IPA
R-56	ТЭО: Отчёт по фазе II (заключительный): Варианты проработки проекта - Том 3: Инжиниринг и проект, глава 5: Исследование работы водохранилища	Август 2014 г.	Coyne et Bellier, Electroconsult, IPA
R-57	ТЭО: Отчёт по фазе II (заключительный): Варианты проработки проекта - Том 3: Инжиниринг и проект, Приложение к главе 5 (Исследование работы водохранилища)	Август 2014 г.	Coyne et Bellier, Electroconsult, IPA
R-58	(Заключительный) Отчет по Оценке экологического и социального воздействия проекта Рогунской ГЭС. Том I: Текст	Август 2014 г.	PÖYRY
R-59	Отчет по Оценке экологического и социального воздействия проекта Рогунской ГЭС. Том II: Приложения	Август 2014 г.	PÖYRY



№	Описание/наименование	Дата	Источник
R-60	(Заключительный) Отчет по Оценке экологического и социального воздействия проекта Рогунской ГЭС. Том III: План по управлению окружающей и социальной средой	Август 2014 г.	РÖYRY
R-61	Заключительный отчет Группы экспертов по инженерно-техническим вопросам и вопросам безопасности плотины проекта Рогунской ГЭС	Август 2014 г.	
R-62	Заключительный отчет Группы экспертов по экологическим и социальным вопросам по проекту Рогунской ГЭС	Август 2014 г.	
R-63	Отчет о Пятой серии мероприятий для обмена информацией и консультаций по Оценочным исследованиям предлагаемого проекта Рогунской ГЭС с представителями стран речного бассейна	Июль 2014 г.	Всемирный банк
R-64	Ключевые вопросы для дальнейшего рассмотрения предлагаемого проекта Рогунской ГЭС	Август 2014 г.	Всемирный банк



**ПРИЛОЖЕНИЕ В: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, ВЫРАБАТЫВАЕМАЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ**



В1 РАБОТА КАСКАДА ВАХШСКИХ ГЭС ПО ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1 ВВЕДЕНИЕ

Представленные в настоящем документе результаты будут использованы при подготовке Генплана развития энергетического сектора Таджикистана. В настоящем отчёте представлены расчётные энергопоказатели работы системы каскада Вахшских ГЭС, куда входят большое Нурекское водохранилище и пять гидроэлектростанций (ГЭС), работающих в системе реки Вахш.

2 ЦЕЛЬ

Основной целью проведения исследования работы Каскада Вахшских ГЭС является оценка гарантированной и средней выработки электроэнергии отдельными компонентами каскада и каскадом в целом. Эти расчётные показатели получены путем моделирования работы системы на основе данных по приточности в водохранилище Нурекской ГЭС за прошедшие периоды с месячным временным интервалом.

Следует отметить, что в период завершения исследования, о котором упоминалось в настоящем документе, подходило к своему завершению в июле 2014 года, Всемирный банк опубликовал несколько отчетов по Технико-экономической оценке проекта строительства Рогунской ГЭС. Они были подготовлены консорциумом компаний *Coyné et Bellier*, *Electroconsult* и *IPA*, который в оставшейся части данного документа будет именоваться как «Консорциум». В данном исследовании содержится анализ энерговырабатывающего потенциала существующей электроэнергетической системы реки Вахш, который похож на анализ, представленный в данном документе. Тем не менее, показатели гарантированной и средней энергии, во всяком случае, в Кратком отчёте («Резюме»), который был опубликован до настоящего времени, приводятся в виде годовых показателей, тогда как для предлагаемого плана развития энергетического сектора Таджикистана необходимы месячные показатели.

3 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ КАСКАДА ВАХШСКИХ ГЭС

Система каскада Вахшских ГЭС представлена на Рисунке 1. Система состоит из находящегося в верховьях реки Нурекского водохранилища, куда вода поступает с ледников Федченко и Абрамова, находящихся на горном хребте Памира, и находящейся на выходе из водохранилища ГЭС мощностью 3 069 МВт. На Нурекском водохранилище также имеется водоприемник в виде ирригационного канала. Его пропускная способность составляет, $100 \text{ м}^3/\text{сек}$, длина - 13,7 км. Он используется для орошения 76 000 га земли в Дангаринской долине, таким образом, этот объём воды проходит, полностью минуя ГЭС.

Регулируемый сток из Нурекского водохранилища впадает в Байпазинское водохранилище, на котором установлена ГЭС мощностью 600 МВт. На водохранилище также имеется водоприемник диаметром 5,1 метра и туннель протяжённостью - 7,4 км. Он несет воды реки Вахш в Яванскую долину и его пропускная способность - $70 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Вниз по течению от Байпазинской ГЭС находятся Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт, Сангтудинская ГЭС-2 мощностью 220 МВт и Головная ГЭС мощностью 272 МВт. Все водохранилища, расположенные вниз по течению от Нурекской ГЭС, имеют регулируемый объём водохранилища от нескольких часов до нескольких дней. Однако при месячном исчислении он настолько мал, что его можно и не учитывать. Кроме того, вдоль русла реки между Байпазинской и Головной ГЭС встречаются сравнительно небольшие водоотводы, используемые для орошения земель. На Головной ГЭС есть канал с пропускной способностью $350 \text{ м}^3/\text{сек}$, который используется для орошения дренажного бассейна нижнего Вахша. На этом канале установлены две ГЭС: Перепадная ГЭС мощностью 30 МВт и Центральная ГЭС мощностью 18 МВт. По сравнению с другими ГЭС каскада реки Вахш, они имеют небольшую мощность, и по ним имеются скудные данные, но, тем не менее, они были включены в анализ.

В настоящее время на Головной ГЭС будет реализовываться программа по ее модернизации, и в этом документе используется мощность, которая будет у ГЭС после её модернизации.



Рисунок 1: Система каскада ГЭС на реке Вахш

4 ДАННЫЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ

4.1 НУРЕКСКОЕ ВОДОХРАНИЛИЩЕ

Плотина Нурекской ГЭС была возведена в период с 1961 по 1980 годы. На электростанции установлено девять генерирующих агрегатов, первый из которых был сдан в эксплуатацию в 1972 году, а последний - в 1979 году. Нурекское водохранилище, образованное в результате возведения плотины, является самым большим водохранилищем в Таджикистане с первоначальным объемом $10,5 \text{ км}^3$. Длина водохранилища - более 70 км, а площадь зеркала - 98 км^2 . Первоначальный полезный объем водохранилища - $4,5 \text{ км}^3$ между минимальным подпорным уровнем (МПУ) на отметке 857 м и нормальным подпорным уровнем (НПУ) на отметке 910 м.

Совсем мало информации было получено по обследованию седиментации, которое проводилось в 2001 году. А именно был получен только отчет по гидроэнергетическому сектору Таджикистана¹, а также был получен продольный профиль Нурекского водохранилища, подготовленный Институтом математики, который представлен на Рисунке 3.

¹ SKM & Acclimatise (2010 г.) «Таджикистан. Пилотная программа по адаптации к изменению климата (ППАИК). Проект А4 – Улучшение адаптации к изменению климата гидроэнергетического сектора Республики Таджикистан».

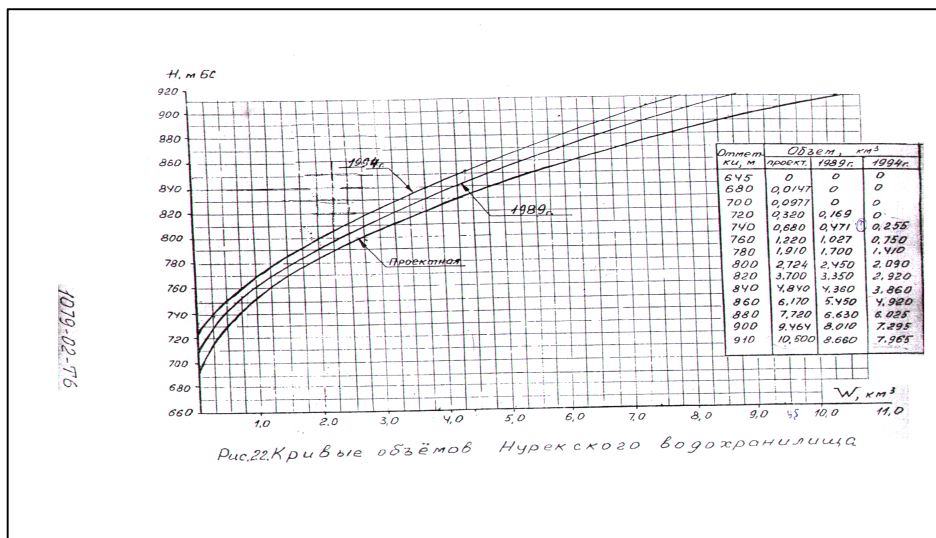


Рисунок 2: Объем Нурекского водохранилища (источник БТ)

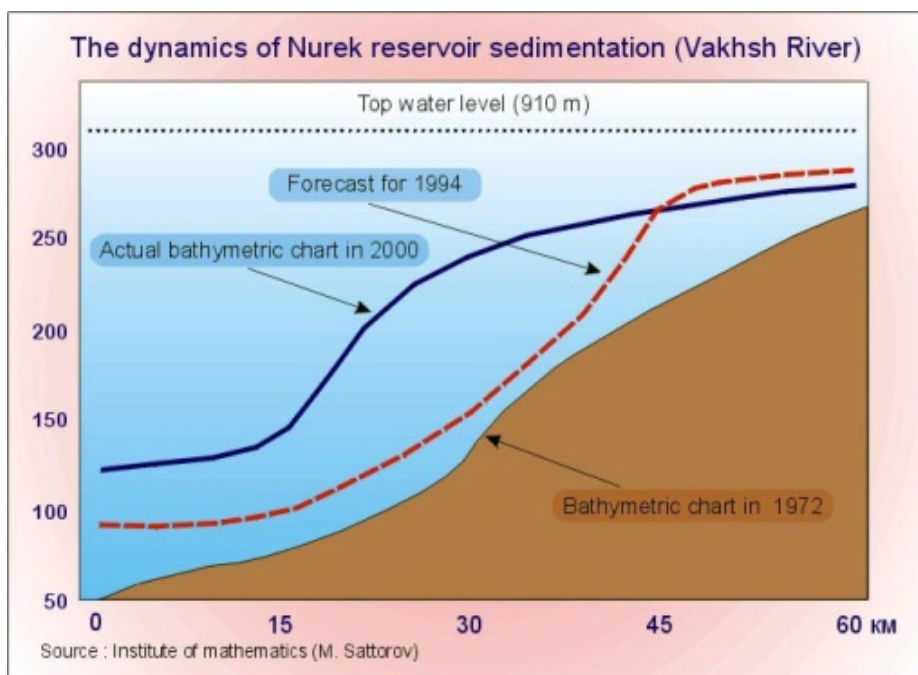
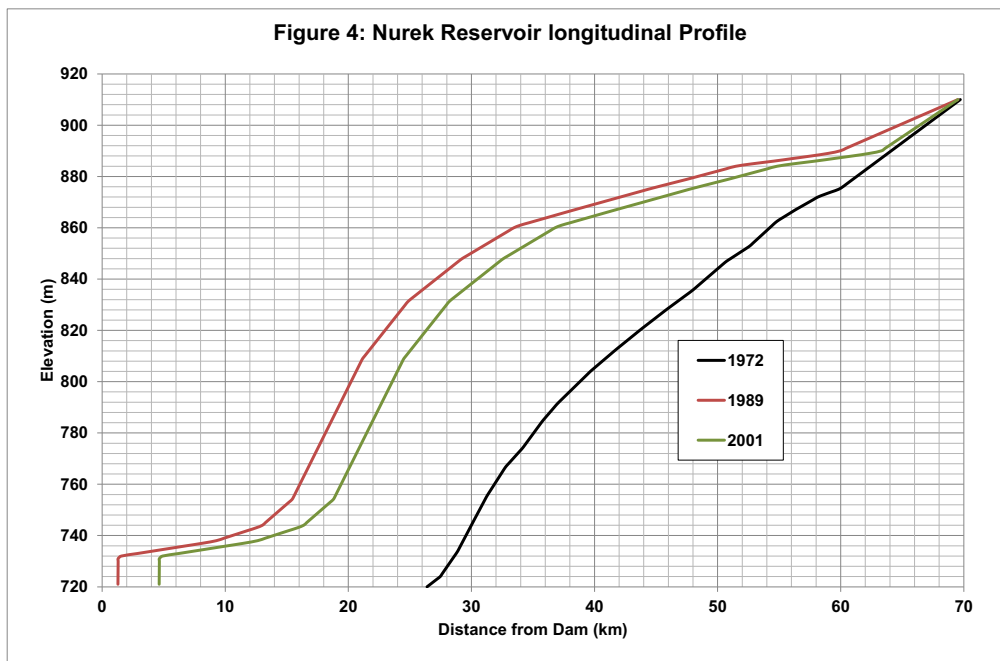


Рисунок 3: Продольный профиль Нурекского водохранилища

Так как для обследования наносов, проводимого в 1989 году, был разработан схожий продольный профиль, полученные участки продольных профилей представлены на Рисунке 4. На этом рисунке не отмечено каких-либо расхождений между профилем 1989 и 2001 годов, о чём заявляли MKS и Acclimatise (2010 год).



Из-за особо узкой и равномерно продолговатой формы водохранилища, на любом уровне водохранилища, изменение площади зеркала водохранилища в период обследований было оценено как функция перемещения продольного профиля в сторону плотины, при оценке функция зеркала водохранилища с высотой водохранилища полиномом и интегрируя этот полином вдоль отметки высоты, чтобы получить кривую объема. Исследование показывает, что в годовой седиментации нет критического различия в периоды с 1972 по 1989 гг. и с 1989 по 2001 гг. Таким образом, скорость седиментации, указанная в работах Шермана и Рафикова (1991 год), по-видимому, можно считать достоверной, по крайней мере, до 2001 года. На основе этих результатов была рассчитана седиментация водохранилища в 2012, 2022 и 2032 годах. Эти результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1: Седиментация Нурекского водохранилища

Пункт	Год	Наносы (млн. тонн в год)	Годовой объем наносов (гм ³)	Общий объем наносов (гм ³)	Объем водохранилища (гм ³)	Объем / расход	Коэффициент уловления	Контроль объема водохранилища (гм ³)	Общий объем отловленных наносов (гм ³)	Объем отловленных наносов за период (гм ³)	Годовой объем отловленных наносов (гм ³)	Полезный объем (км ³)
1	1972			-	10 500	0,52	97,9	10 500	-	-		4 540
2	2001	283	109	3 270	7 320	0,36	96,6	7 320	3 180	3 180	106	3 920
3	2012	283	109	4 469	6 200	0,30	95,9	6 198	4 300	1 120	93	3 590
4	2022	283	109	5 559	5 200	0,26	94,9	5 196	5 300	1 000	91	3 330
5	2032	283	109	6 649	4 230	0,21	93,6	4 232	6 270	970	88	2 990

Удельный вес (тонн/м³)

2,6

Среднегодовой расход воды реки Вахш на Нурекской ГЭС (м³/с)

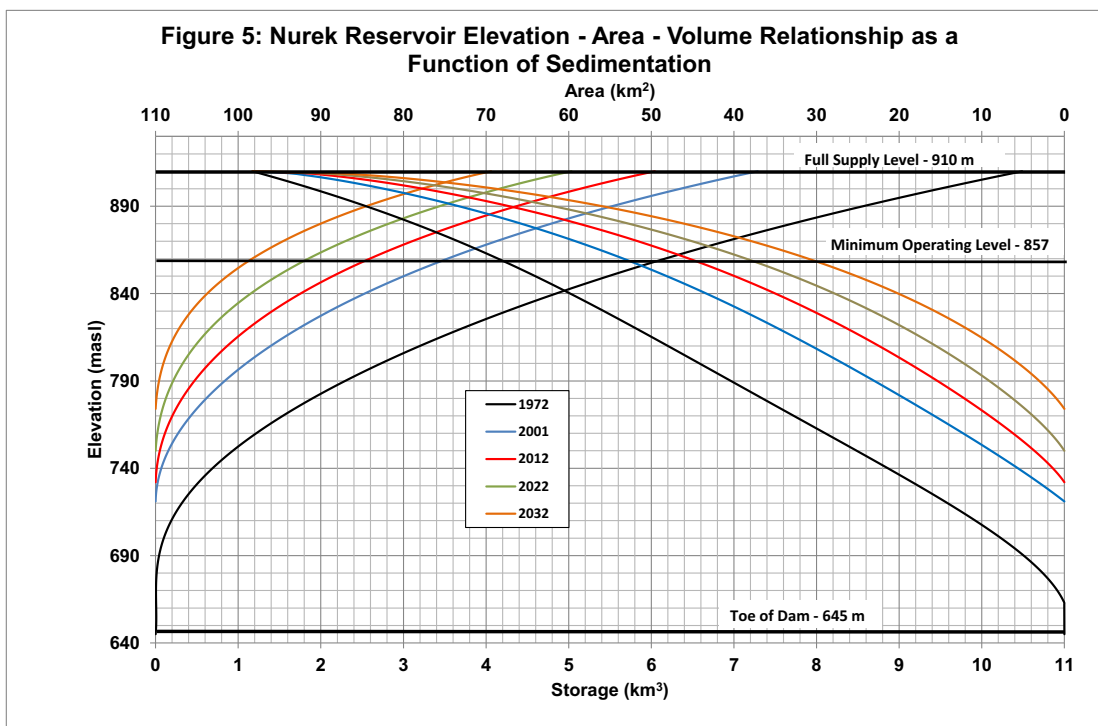
645,0

В вышеприведенной таблице коэффициент уловления, который представляет собой процент осевших в водохранилище наносов, оценен посредством так называемых «Кривых Бруна», где коэффициент наносоуловления является зависимостью отношения объема водохранилища от среднегодового объема приточности (представлен в таблице как мощность/пропускная способность) и уменьшается по мере уменьшения объема водохранилища из-за седиментации.

В вышеуказанной информации представлена оценка сокращения полезного объема водохранилища в результате накопления в нём наносов, но нет оценки распределения наносов. Это позволило бы получить обновленный график объема. В этой связи был применен метод,



разработанный бюро рекламаций США (БРСША)². Соответствующее отношение объема и площади с указанием высоты представлены на Рисунке 5.



Для моделирования площади и объема 2012, 2022 и 2032 гг соответствовали полиномиальным уравнениям как и функция высоты водохранилища. Отметки водохранилища соответствовали с полиномиалом как функция объема водохранилища поскольку в некоторых процедурах модели работы водохранилища, сперва рассчитывается объем как компонент водного баланса, а затем соответствующий уровень водохранилища. Площадь водохранилища необходима для оценки объёмов испарения, учитывая потенциальное испарение. Необходимо отметить, что консорциум также принял данный метод БРСША для оценки объема Нурекского водохранилища, на которое оказывает влияние седиментация. Консорциум также принял годовую приточность наносов в 100 гм³.

4.2 Гидрология

4.2.1 Приточность

Месячная приточность в Нурекское водохранилище была представлена БТ за период с января 1932 года по декабрь 2012 года. До начала заполнения Нурекского водохранилища, данные представляют собой наблюдение за гидрометрической станцией, расположенной выше по течению от Нурекской ГЭС. Она до настоящего времени находится в рабочем состоянии. После заполнения приточность исчисляется путем дерегуляции водохранилища уравнением водного баланса. Неизвестно, была ли использована исходная кривая объема Нурекского водохранилища для дерегуляции за весь период или была использована для дерегулирования в течение всего периода после заполнения Нурекского водохранилища, или же кривая объема была изменена в период подсчета седиментации, согласно исследованиям водохранилища, проведенным в 1989 и 2001 годах. Ежемесячная серия приточности представлена в Таблице 2.

² Моррис Г.Л. и Дж. Фан (2010 г.) «Руководство по седиментации», МакГроу-Хилл



Таблица 2: Нурекская ГЭС на реке Вахш - Нерегулируемые месячные притоки (м3/с)

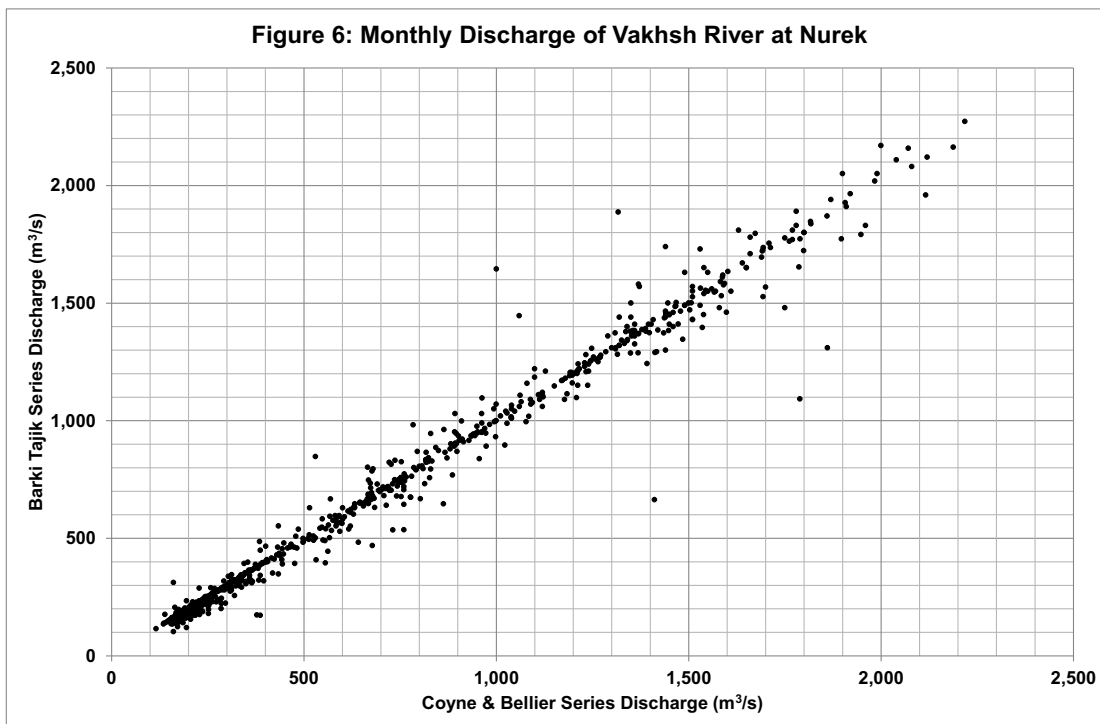
Год	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	492	758	1 240	1 940	1 310	632	283	209	172	150	151	177	630
1933/34	306	710	1 060	1 730	1 650	757	304	206	183	147	201	228	627
1934/35	502	674	1 650	1 890	1 500	679	335	245	217	181	169	236	693
1935/36	329	722	945	1 740	1 580	680	303	259	187	162	164	172	608
1936/37	386	1 050	1 540	1 800	1 120	747	277	220	183	176	171	178	657
1937/38	342	935	1 400	1 710	1 410	716	336	265	199	175	167	208	659
1938/39	514	1 080	943	1 270	1 200	542	280	217	195	174	167	185	567
1939/40	319	921	1 210	1 450	1 310	648	316	216	175	173	173	188	595
1940/41	308	649	1 230	1 270	1 060	563	292	228	188	166	180	230	533
1941/42	547	1 160	1 670	1 630	1 570	714	404	272	241	209	197	308	747
1942/43	629	1 030	1 270	2 050	1 630	962	416	344	289	205	198	268	779
1943/44	449	795	1 220	1 810	1 500	831	360	279	243	209	194	253	682
1944/45	486	802	945	1 910	1 780	747	313	261	204	175	163	241	674
1945/46	552	998	1 410	1 870	1 440	814	372	271	216	182	191	228	716
1946/47	679	915	997	1 360	1 320	698	401	253	207	190	180	201	620
1947/48	306	653	880	1 200	1 320	761	281	222	154	142	135	176	522
1948/49	538	952	1 050	1 830	1 770	842	436	248	194	207	195	248	714
1949/50	671	1 270	1 270	2 080	1 550	807	465	338	281	251	218	264	794
1950/51	313	693	1 110	1 430	1 430	675	307	239	202	187	171	195	583
1951/52	393	752	841	1 110	1 300	644	363	287	212	180	189	227	544
1952/53	800	1 020	1 460	1 830	1 490	719	393	259	216	192	186	285	741
1953/54	466	1 070	1 440	2 050	1 180	794	377	292	269	223	209	296	726
1954/55	646	947	1 400	1 550	1 480	838	399	294	248	203	197	264	709
1955/56	342	681	1 110	1 070	1 550	713	338	244	213	180	177	228	573
1956/57	566	1 040	1 200	2 170	1 560	712	334	244	206	186	176	207	722
1957/58	323	582	1 000	1 150	1 010	487	306	223	195	179	172	263	493
1958/59	742	831	1 370	2 120	1 370	792	353	260	233	184	174	241	726
1959/60	581	806	1 360	1 650	1 490	1 110	458	276	220	186	188	207	714
1960/61	316	708	1 260	1 800	1 490	678	338	256	211	179	165	206	638
1961/62	339	731	995	1 480	1 260	891	330	229	188	170	170	210	586
1962/63	387	576	952	1 340	1 170	632	285	223	186	163	167	217	528
1963/64	480	669	1 360	1 441	1 210	648	316	230	202	162	154	225	594
1964/65	498	834	1 326	1 810	1 305	760	353	252	209	190	168	188	661
1965/66	323	703	1 065	1 383	936	509	276	246	182	161	176	218	517
1966/67	396	865	1 777	1 526	1 452	672	319	227	192	156	151	176	662
1967/68	396	593	1 210	1 288	1 287	704	292	241	198	164	149	218	564
1968/69	409	631	1 150	1 723	1 451	602	325	238	202	159	155	319	618
1969/70	719	1 205	1 927	2 163	1 837	865	474	361	269	234	220	248	881
1970/71	596	945	1 374	1 380	1 387	976	389	251	218	181	169	217	676
1971/72	400	611	1 373	1 465	1 465	539	256	186	177	153	136	170	581
1972/73	322	706	988	1 090	1 108	667	312	229	184	147	141	174	508
1973/74	483	982	1 695	2 158	1 736	1 030	318	234	193	171	157	172	782
1974/75	348	551	953	1 346	886	458	244	199	175	169	158	190	475
1975/76	400	650	1 077	1 385	1 383	637	279	214	185	163	157	167	561
1976/77	429	763	990	1 531	1 250	591	297	224	165	139	145	217	565
1977/78	352	552	1 293	1 645	1 282	664	306	222	175	154	143	162	582
1978/79	398	668	1 378	1 959	1 461	743	316	224	197	172	160	167	657
1979/80	444	535	1 172	1 773	1 290	596	317	241	201	177	167	179	594
1980/81	533	931	1 410	1 796	1 280	730	345	234	202	181	162	206	671
1981/82	490	896	1 018	1 527	1 090	563	316	230	190	169	150	172	571
1982/83	395	769	891	1 098	1 243	529	292	236	181	164	152	166	513
1983/84	390	732	995	1 396	1 568	640	318	229	189	163	151	197	584
1984/85	393	677	1 446	1 583	1 721	622	319	251	223	193	171	208	654
1985/86	463	825	1 208	1 736	1 307	629	310	212	193	166	164	164	618
1986/87	275	491	901	1 373	1 114	646	327	230	190	167	165	234	512
1987/88	469	869	1 570	1 577	1 563	869	462	292	229	211	198	220	714
1988/89	655	1 040	1 653	1 965	1 457	749	372	240	206	164	151	167	739
1989/90	287	501	847	1 101	1 012	540	300	236	191	171	179	215	467



Таблица 2 (продолжение): Нурекская ГЭС на реке Вахш - Нерегулируемые месячные
притоки (м3/с)

Год	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1990/91	349	910	1 554	1 342	1 246	904	408	283	225	195	173	198	651
1991/92	426	791	1 256	1 410	1 205	901	364	233	221	201	174	188	617
1992/93	576	1 147	1 610	2 019	1 887	718	363	265	210	163	160	179	780
1993/94	556	948	1 551	1 847	1 380	703	370	275	245	239	150	245	713
1994/95	464	1 090	1 619	2 272	1 754	687	344	261	222	206	155	237	781
1995/96	411	737	934	1 591	1 429	629	335	210	212	187	245	243	600
1996/97	495	738	1 191	1 253	1 383	773	393	342	288	275	244	207	634
1997/98	428	665	942	1 344	1 220	826	400	317	280	286	251	254	604
1998/99	828	1 278	1 502	2 109	1 500	873	455	363	344	311	267	275	846
1999/00	462	950	1 032	1 449	1 370	823	365	284	233	166	138	210	627
2000/01	483	916	967	1 293	1 193	749	309	236	205	176	115	197	573
2001/02	433	796	1 328	1 391	1 016	499	303	240	206	180	156	257	570
2002/03	654	984	1 488	1 725	1 634	749	409	252	224	191	154	199	726
2003/04	615	745	1 485	1 763	1 218	717	323	248	219	181	148	288	666
2004/05	592	936	1 437	1 501	1 211	666	336	251	245	187	120	352	656
2005/06	536	831	1 773	1 791	1 241	734	338	245	206	155	180	201	689
2006/07	508	1 096	1 159	1 471	1 546	705	323	250	199	136	124	289	655
2007/08	786	1 092	1 310	1 411	1 185	823	298	227	188	103	136	280	656
2008/09	402	828	1 443	1 270	1 298	590	295	235	177	114	158	275	593
2009/10	477	1 019	1 248	1 585	1 423	609	362	249	220	197	182	310	661
2010/11	799	1 234	1 513	1 831	1 758	791	404	291	218	189	152	172	784
2011/12	520	902	1 123	1 448	1 496	787	339	307	221	180	133	166	639
2012/13	906	987	1 555	1 763	1 504	859	354	259	211				
Среднее число	482	844	1 262	1 608	1 381	716	342	252	211	181	170	220	642

Консорциум, недавно завершивший работы по изучению Рогунской ГЭС, также представил месячные серии за период с 1932 года по декабрь 2007 года по приточности в Рогунское водохранилище и местные нерегулируемые притоки в водохранилища Нурекской ГЭС, Байпазинской ГЭС и Сангтудинской ГЭС-1. Сравнение данных по приточности в Нурекское водохранилище, предоставленных БТ и Консорциумом, указывает лишь на сравнительно небольшое расхождение, смотри Рисунок 6. В результате для анализа был взят ряд данных, предоставленных БТ, так как в нём содержится данных на пять лет больше, чем в ряде данных Консорциума.



В проведенном Консорциумом исследовании также была сделана оценка ряда данных по местным нерегулируемым притокам в водохранилища Байпазинской ГЭС и Сангтудинской ГЭС 1. Они представляют собой лишь часть регулируемого стока Нурекской ГЭС. Для проведения данного анализа, среднемесячные местные притоки в данные водохранилища были добавлены в регулируемые стоки Нурекского водохранилища. Данные по этим местным притокам представлены в Таблице 3.

Таблица 3: Местные притоки (м³/сек)

Месяц	Байпазинская ГЭС	Сангтудинская ГЭС-1
Апр	8,38	5,13
Май	10,51	6,44
Июн	2,63	1,61
Июл	1,75	1,08
Авг	1,29	0,79
Сен	1,19	0,73
Окт	1,21	0,74
Ноя	1,36	0,83
Дек	1,29	0,79
Янв	1,33	0,82
Фев	2,14	1,31
Мар	3,66	2,24

4.2.2 Испарение

Данные по чистому потенциальному испарению доступны для оценки объемов испарения на Нурекском водохранилище. Расчет испарения был получен из водного баланса БТ по Нурекскому



водохранилищу. Чистое испарение рассчитывается как вероятное испарение за вычетом осадков над водохранилищем. Эти расчётные показатели представлены в Таблице 4.

Таблица 4: Чистое испарение на Нурекском водохранилище (мм/месяц)

Апр	81,4
Май	137,4
Июн	190,8
Июл	217,8
Авг	209,5
Сен	143,6
Окт	75,8
Ноя	37,1
Дек	17,7
Янв	9,9
Фев	16,0
Мар	17,7

4.2.3 Отвод для ирригации

Большой объем воды отводится из реки Вахш для орошения земель через Дангаринский и Яванский тоннели. Консорциум провёл оценку текущих и будущих ирригационных потребностей, и полученные цифры по планируемому спросу были использованы в этом документе для учёта отвода воды на орошение. Эти данные представлены в Таблице 5. Отводы на участках реки между Головной ГЭС и Перепадной ГЭС, а также Перепадной ГЭС и Центральной ГЭС оценивались путем визуального осмотра ирригационных водозаборов вдоль канала в программе Google Earth и калибровки выработки электроэнергии соответствующими ГЭС за прошлые годы. Отвод на ирригацию на участке реки между Головной ГЭС и Перепадной ГЭС оценивается в 65 %, а на участке реки между Перепадной ГЭС и Центральной ГЭС - в 40% от остатка.

Таблица 5: Предполагаемые водозаборы реки Вахш и возвратные потоки (м³/сек)

Участок	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар
Рогун-Нурек	25,0	40,0	60,0	75,0	55,0	30,0	20,0	10,0	5,0	5,0	5,0	10,0
Нурек-Байпаза	20,0	35,0	45,0	50,0	45,0	35,0	20,0	10,0	5,0	3,0	8,0	15,0
Байпаза-Сангтуда 1	0,8	1,0	1,5	2,0	1,5	1,0	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,5
Сангтуда 1 - Сангтуда 2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
Сангтуда 2 - Головная	5,5	9,5	11,3	12,0	9,7	8,4	5,5	2,8	0,7	0,6	0,7	3,1
Головная - Слияние	170,0	220,0	230,0	240,0	230,0	180,0	150,0	150,0	120,0	110,0	115,0	120,0
Головная-Перепадная	110,5	143,0	149,5	156,0	149,5	117,0	97,5	97,5	78,0	71,5	74,8	78,0
Перепадная-Центральная	23,8	30,8	32,2	33,6	32,2	25,2	21,0	21,0	16,8	15,4	16,1	16,8
Обратный поток	109,1	129,4	129,4	134,5	132,8	110,4	89,5	79,9	77,4	82,0	72,7	75,7

4.3 ПАРАМЕТРЫ ГЭС

Параметры ГЭС были получены из различных источников, в основном непосредственно от БТ и исследования климата, проводимого SKM & Acclimatise в 2010 году. По Перепадной и Центральной ГЭС, которые находятся на ирригационном канале Головной ГЭС, был обнаружен



только один источник. В нем указываются номинальный напор и средняя выработка энергии³. Следует отметить, что различные источники, в которых указывается только установленная мощность, указывают установленную мощность Центральной ГЭС либо как 15 МВт, либо как 18 МВт. Для исследования было выбрано последнее значение, представленное в работе Норматова и Бокиева.

Данные по турбогенератору представлены в Таблице 6. Данные указывают, что средние КПД станции соответствуют отраслевым стандартам. Однако, это может не относиться к Нурекской ГЭС, на которой недавно проводились исследования для дальнейшей модернизации. Однако, ожидается, что после модернизации, среднее КПД станции будет составлять 90 % по всему диапазону снижения уровня воды, так как в этом диапазоне, чистая высота напора варьируется примерно от 90% до 115% от номинального напора. В пределах данного диапазона напора наивысший КПД варьируется в пределах менее 2 % максимального КПД.

Таблица 6: Характеристики турбогенератора

ГЭС	Кол-во агрегатов	Установленная мощность агрегата (МВт)	Номинальный расход (м ³ /сек)	Расчетный напор (м)	Потеря напора (м)	Средний КПД (%)
Нурекская ГЭС	9	341	158	230	2	90
Байпазинская ГЭС	4	150	309	54	3	90
Сангтудинская ГЭС-1	4	167,5	321	58	3	90
Сангтудинская ГЭС-2	2	110	635	22,5	1,3	90
Головная ГЭС	3	49	121,4			91
	1	45	132,8			90
	1	45	180			84
	1	35	180			84
Перепадная ГЭС	3	10 (8,7)	91	37,5	1,5	90 (85)
Центральная ГЭС	2	9 (7,5)	96,5	21	1	90 (85)

Перепадная ГЭС была введена в эксплуатацию в 1959 году, а Центральная ГЭС в 1962 году. Следовательно, в настоящее время им более 50 лет. Средний КПД и установленная мощность данных ГЭС были уменьшены из-за износа в эксплуатации (значения в скобках)

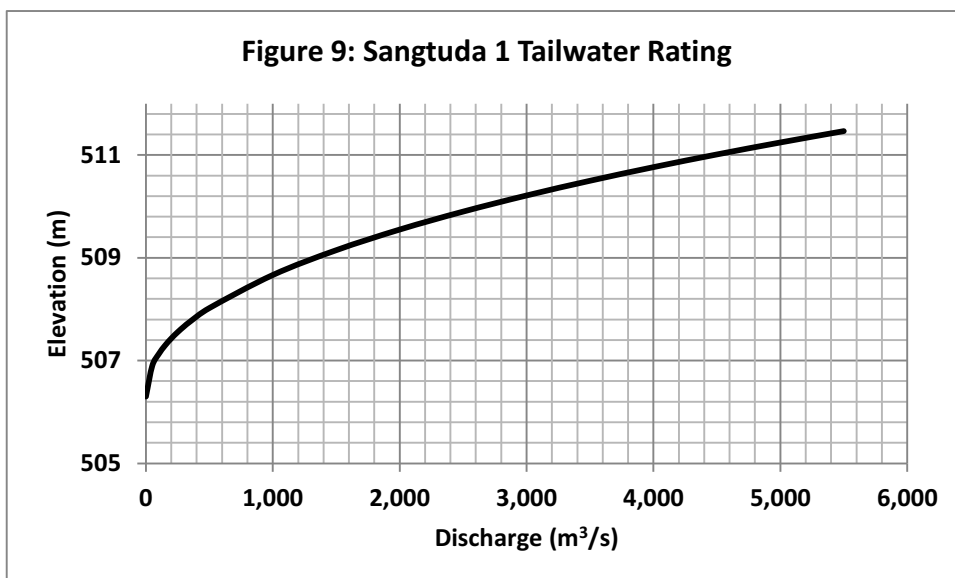
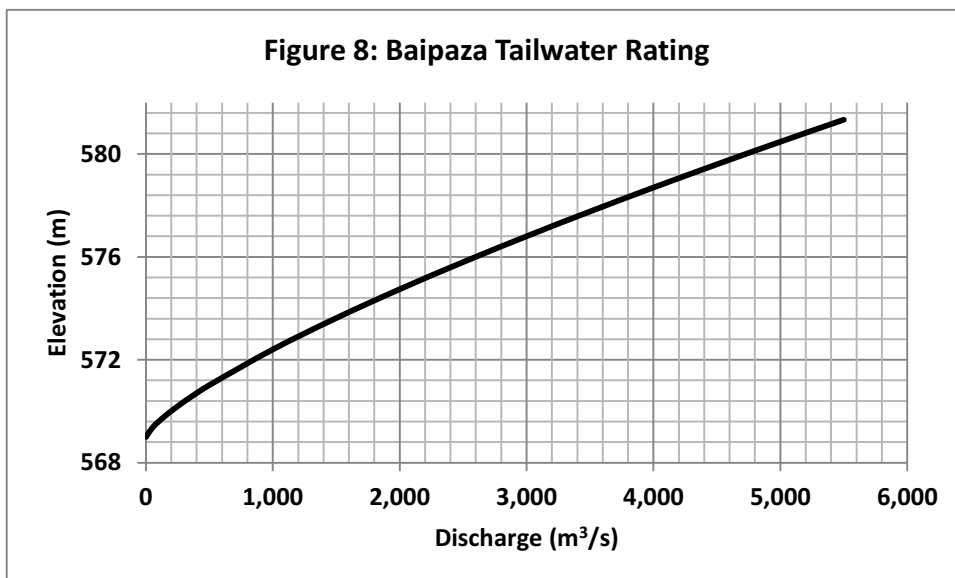
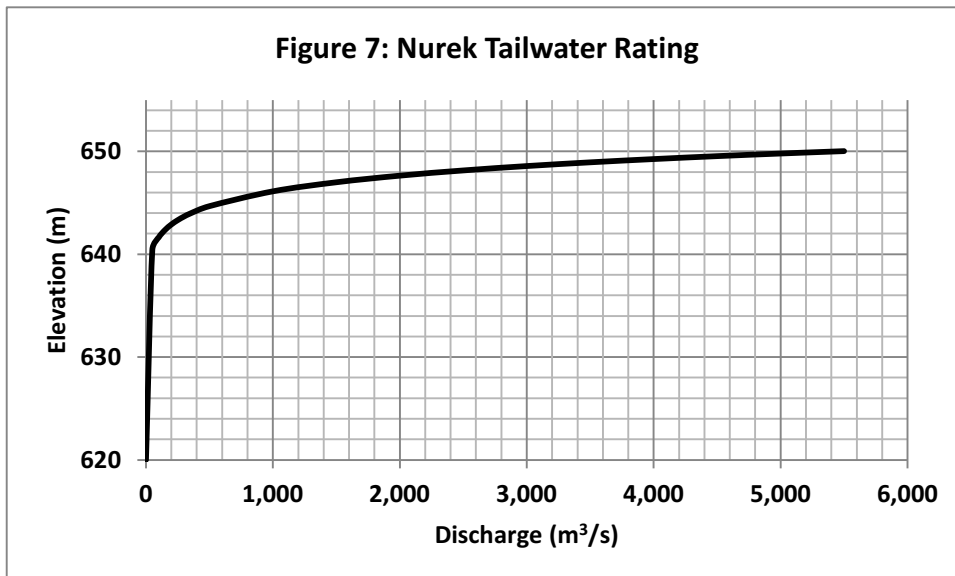
В Таблице 7 представлен диапазон снижения уровня различных водохранилищ. Уровень снижения водохранилищ, расположенных вниз по течению от Нурекской ГЭС, весьма незначительный.

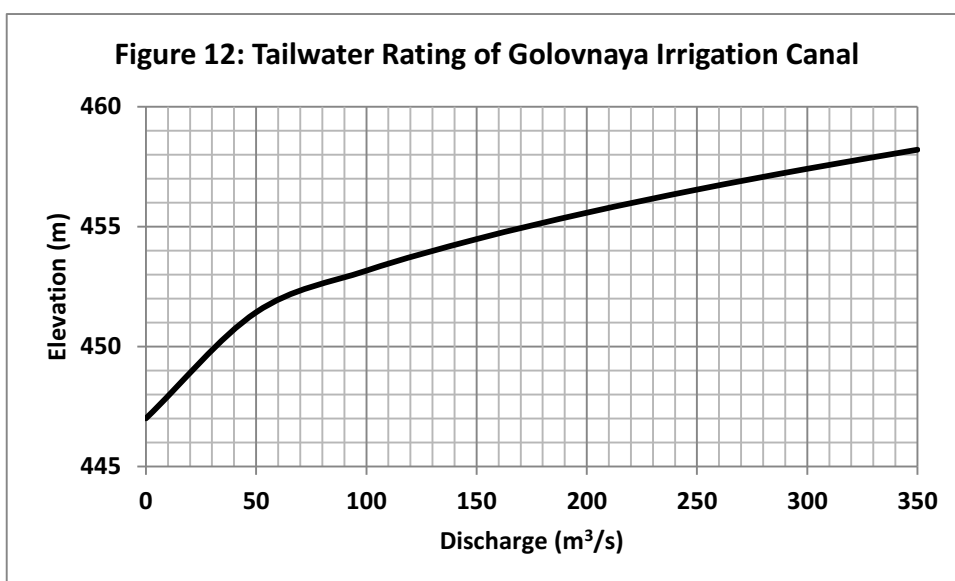
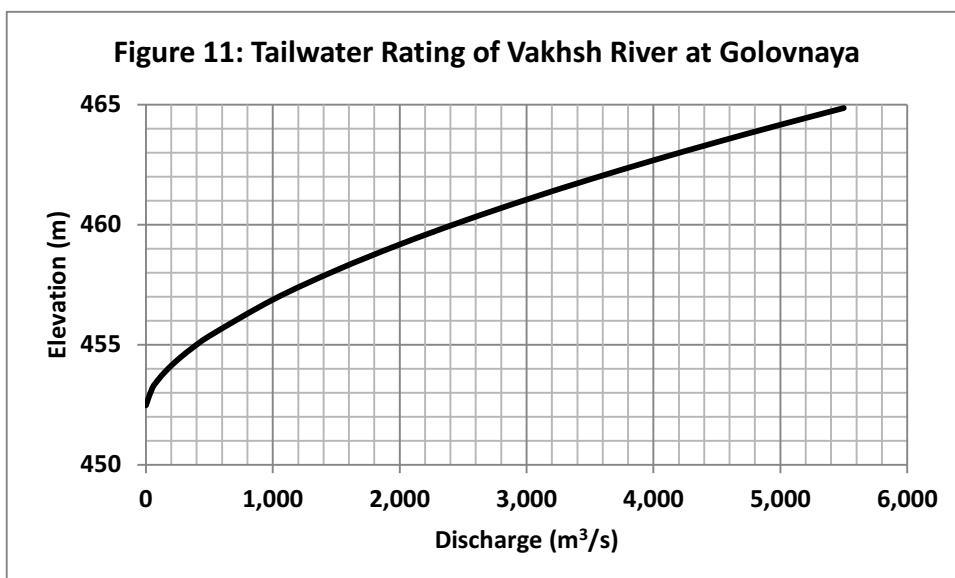
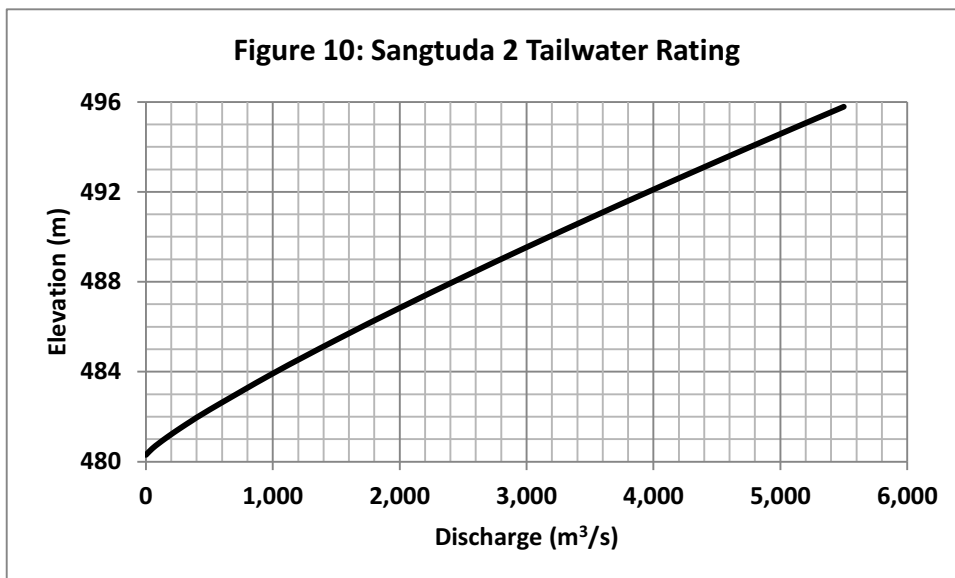
Таблица 7: Снижение уровня водохранилища (м)

Диапазон снижения уровня	Нурекская ГЭС	Байпазинская ГЭС	Сангтудинская ГЭС-1	Сангтудинская ГЭС-2	Головная ГЭС
НПУ (м)	910	630	571	508,5	485
МПУ (м)	857	630	569	508,5	485

Из доступных данных было разработано уравнение энергии для номинальных характеристик нижнего бьефа различных ГЭС. Соответствующие кривые представлены на Рисунках с 7 по 12.

³ Норматов И.С. и Бокиев О.С. «Бассейн реки Вахш (БРВ), Таджикистан», Институт водных проблем, Гидроэнергия и экология Академии наук Республики Таджикистан, презентация в Power Point.







5 МОДЕЛЬ РАБОТЫ КАСКАДА ВАХШСКИХ ГЭС

Модель работы каскада Вахшских ГЭС состоит из трех индивидуальных модулей, написанных в Visual Basics для Excel; первый модуль для эксплуатации Нурекского водохранилища, второй модуль для эксплуатации Байпазинской ГЭС, Сангтудинской ГЭС-1 и Сангтудинской ГЭС-2 как русловых ГЭС. И наконец, третий модуль для моделирования повседневной работы Головной, Перепадной и Центральной ГЭС в месячной модели. Ниже представлено более детальное описание каждого модуля.

5.1 ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ НУРЕКСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА И НУРЕКСКОЙ ГЭС

Если рассматривать месячный временной интервал, то в существующей системе каскада ГЭС на реке Вахш Нурекская ГЭС имеет единственное водохранилище, которое может осуществлять месячное регулирование. Водоохранилища, расположенные вниз по течению, могут осуществлять только почасовое или суточное регулирование (или недельное, хотя моделированием данный факт подтвержден не был). Нурекское водохранилище определенное водохранилище с ежегодным снижением уровня воды, которое работает с отметки 910 м с конца сентября до отметки МПУ 857 м к концу марта следующего года. Специальная модель, утвержденная для эксплуатации Нурекской ГЭС, в основном отвечает за спрос на энергопотребление и работу Нурекского водохранилища для удовлетворения данного спроса. За исключением случаев, когда отметка подпорного уровня воды (ОПУВ) будет находиться на нормальном подпорном уровне. В этом случае Нурекская ГЭС будет вырабатывать излишек приточности до установленной мощности (3 069 МВт). Ежемесячная приточность в водохранилище для выработки энергии это приточность за вычетом отвода воды для орошения и прочих нужд. Спрос на электроэнергию варьируется методом проб и ошибок, до опустошения водохранилища к концу марта, допуская заданное процентное соотношение сбоев, т.е. месяцев, когда производство энергии, меньше спроса. Это определяет гарантированную потребляемую мощность и для настоящего исследования гарантированная потребляемая мощность определяется как уровень энергии, который может быть выработан Нурекской ГЭС 95% времени. Как правило в данном типе моделирования выбирается фиксированное значение спроса на электроэнергию, постоянное из месяца в месяц. Однако, в случае Таджикистана, производство энергии в зимний период представляет большую важность в связи с необходимостью отопления жилых помещений. В результате, в данной модели годовой спрос на энергию изменяется в течение года, как показано в Таблице 8.

Таблица 8: Годовой спрос на энергию в Таджикистане с разбивкой по месяцам (%)

Апр	7,2
Май	7,5
Июн	7,5
Июл	8,1
Авг	8,2
Сен	7,3
Окт	7,7
Ноя	8,9
Дек	10,1
Янв	10,3
Фев	8,7
Мар	8,5
В год	100,0



Несмотря на то, что значения в Таблице 8 представляют собой ожидаемый результат работы каскада, комбинация приточности и полезного объема не соответствует данной разбивке. Для этого потребуется переходящее водохранилище.

5.2 ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ РАБОЧИЙ МОДУЛЬ

Промежуточный русловой рабочий модуль работает с Байпазинской ГЭС, Сангтудинской ГЭС-1 и Сангтудинской ГЭС-2 с приточностью равной выпуску воды с Нурекской ГЭС плюс местные притоки за вычетом отвода воды. Данный модуль простой, и в отличие от операционного модуля Нурекской ГЭС не требует итерационной процедуры.

5.3 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ МОДУЛЬ ВНИЗ ПО ТЕЧЕНИЮ

Данная модель симулирует работу Головной, Перепадной и Центральной ГЭС. В рамках программы модернизации Головной ГЭС была разработана модель текущей работы для оценки выработки энергии за период с 1994 по 2012 годы существующими электростанциями и различными вариантами восстановления. Суточная модель довольно сложная, так как она связана с агрегатами, имеющими различные характеристики, четыре из которых расположены со стороны реки Вахш, а остальные два - со стороны ирригационного канала, оба с разными и изменяемыми уровнями нижнего бьефа. Для моделирования ежедневной работы Головной ГЭС с месячной моделью было разработано несколько эмпирических соотношений, взятых из результатов суточной модели, которые включены в ежемесячную рабочую модель Головной ГЭС:

- Зависимость оттока воды в канал от притока в Головную ГЭС
- Зависимость уровня нижнего бьефа канала от оттока воды в канал
- Зависимость КПД турбогенераторов агрегатов на стороне канала от оттока воды в канал
- Зависимость чистого напора на стороне канала от полного напора на стороне канала.
- Зависимость уровня нижнего бьефа на стороне реки от выпуска воды в сторону реки
- Зависимость чистой высоты напора на стороне реки от полного напора на стороне реки
- Зависимость КПД турбогенератора агрегатов на стороне реки от чистого напора на стороне реки.

Калибровка Перепадной и Центральной ГЭС проводилась с применением данных по расходу воды, через ирригационный канал на Головной ГЭС в период с 1994 по 2012 гг., изменяя процентное соотношение расхода воды через канал, отведенного отводными каналами на участках реки Головной и Центральной ГЭС. Производство электроэнергии Перепадной ГЭС оценивается в 215 ГВт-ч/год по сравнению с опубликованным значением в 250 ГВт-ч/год, а электроэнергия, вырабатываемая на Центральной ГЭС оценивается в 110 ГВт-ч/год, что совпадает с опубликованным значением.

6 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ

Что касается гарантированного производства энергии, то неспособность удовлетворять гарантированный спрос на электроэнергию на Нурекской ГЭС приходится на март и апрель месяцы: так как март - это конец зимнего периода и для удовлетворения спроса нет достаточного количества воды, а апрель - из-за позднего таяния снега в некоторые годы и недостаточной приточности.

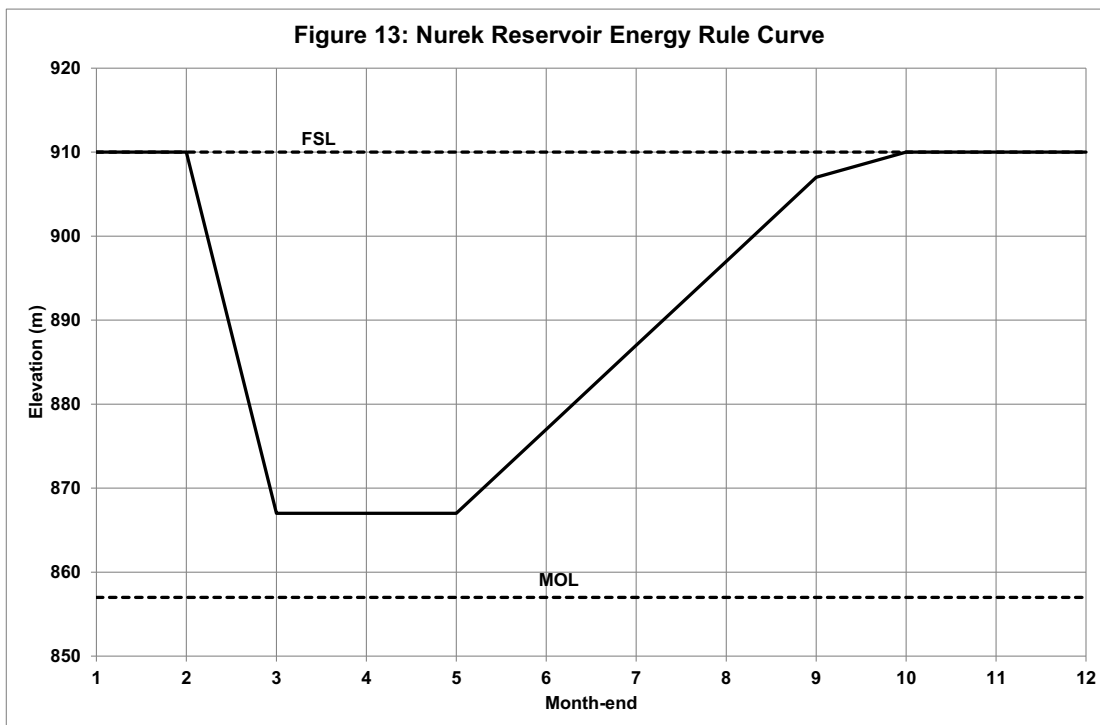
Что касается средней производимой энергии, Нурекское водохранилище, когда оно должно удовлетворять гарантированный спрос на электроэнергию, быстро повторно заполняется и обычно к концу июня, июля, августа и сентября оно заполнено. Таким образом в целях увеличения производства электроэнергии была разработана линейная кривая для эксплуатации Нурекского водохранилища. Если в какой-либо месяц ОПУВ на Нурекском водохранилище будет ниже линейной кривой, то Нурекская ГЭС будет производить гарантированный спрос на электроэнергию. Если ОПУВ на Нурекском водохранилище выше линейного графика, то Нурекская ГЭС будет вырабатывать энергию до тех пор, пока ОПУВ водохранилища не достигнет линейной кривой до мощности станции (3 069 МВт). Это позволит уменьшить сброс воды в



весенние и летние месяцы и увеличить выработку энергии в зимние месяцы. Линейная кривая представлена в Таблице 9 и на Рисунке 13.

Таблица 9: Линейная кривая по выработке энергии на Нурекском водохранилище - уровень на конец месяца (м)

30 апр	867,00
31 мая	877,00
30 июн	887,00
31 июл	897,00
31 авг	907,00
30 сен	910,00
31 окт	910,00
30 ноя	910,00
31 дек	910,00
31 янв	910,00
28 фев	910,00
31 мар	867,00



На Рисунке 14 представлены графики продолжительности выработки энергии согласно трем проведенным анализам объемов Нурекского водохранилища в 2012, 2022 и 2032 гг. Согласно этим данным, по мере сокращения объема водохранилища, будет увеличиваться средний рабочий напор Нурекской ГЭС.

Результаты этого моделирования представлены в Таблицах 10-15 по трем рассматриваемым в этом анализе сценариям, и на Рисунках 15 и 16 по выработке электроэнергии каскадом в целом. Для сравнения, в исследовании, проведенном компанией Coyne et Bellier, средняя выработка энергии в системе реки Вахш оценивается в 19 084 ГВтч/год



Figure 14: Vakhsh River Cascade Energy Duration Curve

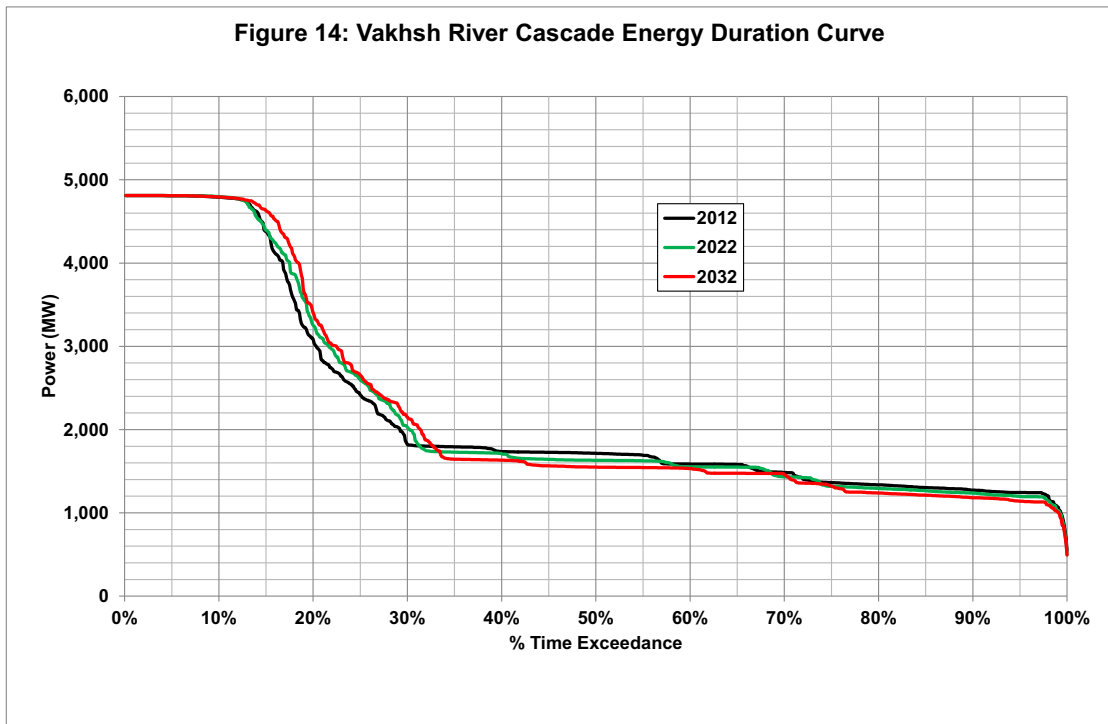
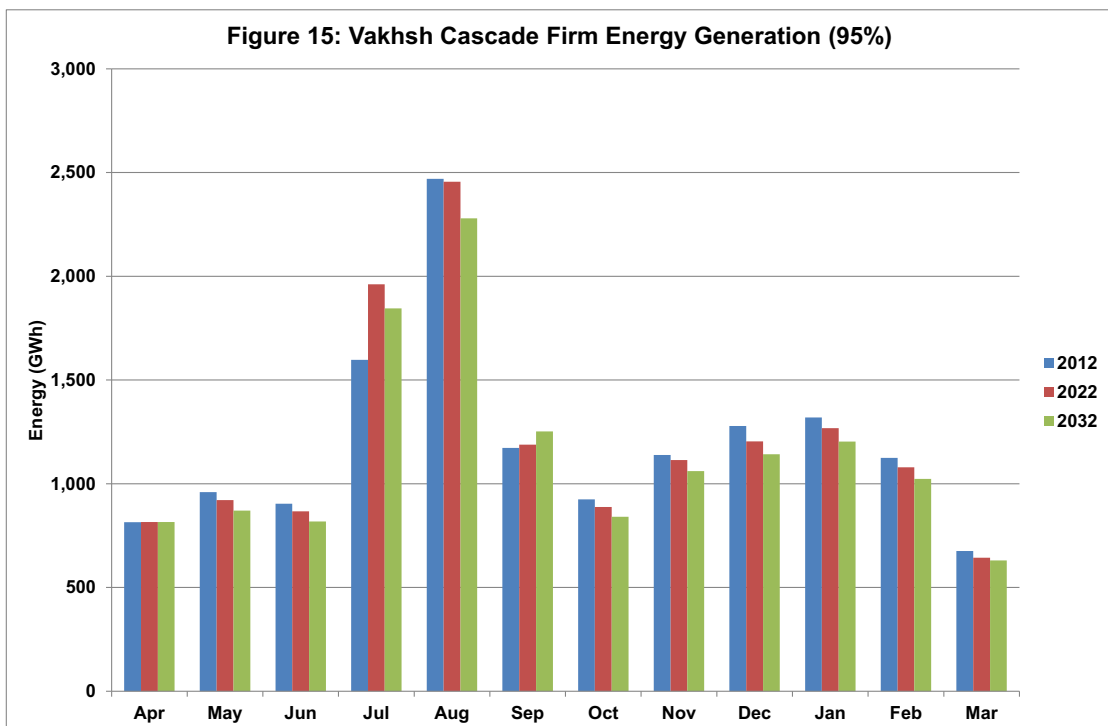


Figure 15: Vakhsh Cascade Firm Energy Generation (95%)



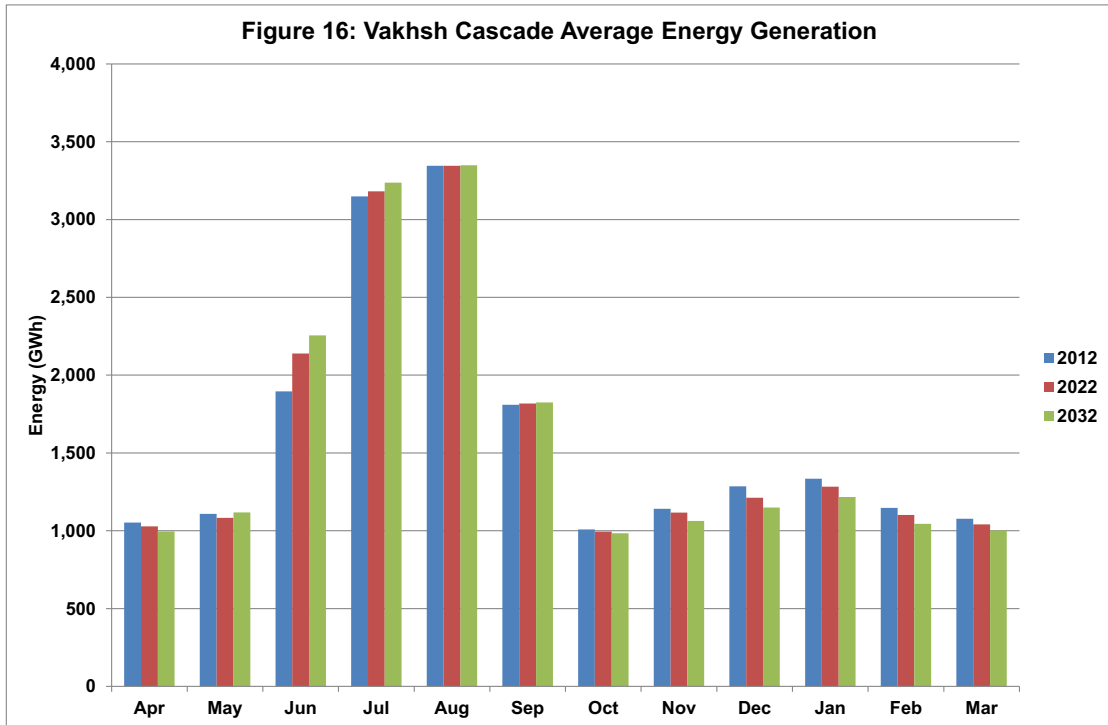




Table 10: Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2012

Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2012													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	589.4	728.8	753.2	1,307.0	2,037.9	996.6	748.2	893.6	981.5	1,001.0	936.0	489.0	1,058.0
Baipaza	164.4	170.2	152.2	264.9	418.0	196.0	151.0	214.0	229.7	241.7	230.0	124.0	237.9
Sangtuda 1	174.5	181.2	159.5	278.7	444.1	205.7	158.1	225.1	241.9	254.7	242.5	130.6	253.4
Sangtuda 2	75.1	77.9	68.8	117.4	180.4	88.0	68.3	95.9	102.7	107.9	103.0	56.8	103.3
Golovnaya	82.8	85.9	76.0	133.1	193.4	97.2	75.4	107.3	115.6	121.9	115.9	62.4	114.4
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	13.2	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.7
Cascade	1,131.5	1,289.5	1,255.5	2,146.4	3,319.2	1,628.8	1,242.6	1,581.8	1,718.0	1,773.6	1,674.1	908.1	1,817.1
GWh													
Nurek	424.4	542.2	542.3	972.4	1,516.2	717.5	556.6	643.4	730.2	744.7	629.0	363.8	9,268.3
Baipaza	118.3	126.6	109.6	197.1	311.0	141.2	112.3	154.1	170.9	179.8	154.6	92.3	2,083.7
Sangtuda 1	125.6	134.8	114.8	207.3	330.4	148.1	117.6	162.1	179.9	189.5	162.9	97.1	2,219.6
Sangtuda 2	54.1	58.0	49.6	87.3	134.2	63.3	50.8	69.1	76.4	80.3	69.2	42.2	905.3
Golovnaya	59.6	63.9	54.7	99.0	143.9	70.0	56.1	77.2	86.0	90.7	77.9	46.4	1,002.2
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	9.8	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	146.1
Cascade	814.7	959.4	904.0	1,596.9	2,469.5	1,172.7	924.5	1,138.9	1,278.2	1,319.6	1,125.0	675.6	15,917.9

Table 11: Vakhsh River Cascade Average Energy - 2012

Vakhsh River Cascade Average Energy 2012													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	788.4	834.1	1,629.8	2,680.7	2,846.7	1,543.7	816.0	894.4	982.2	1,001.8	936.8	803.3	1,313.2
Baipaza	208.7	203.5	326.6	517.9	554.1	309.6	165.3	215.1	233.3	248.5	240.9	199.3	285.2
Sangtuda 1	222.0	217.1	356.0	575.7	612.0	327.3	173.3	226.3	245.7	261.9	254.1	210.4	306.8
Sangtuda 2	93.8	91.1	132.5	201.2	214.0	135.9	74.6	96.4	104.3	110.8	107.6	89.7	121.0
Golovnaya	103.8	99.4	142.3	210.8	224.0	150.8	82.4	107.9	117.5	125.3	121.6	99.6	132.1
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	14.7	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.8
Cascade	1,462.1	1,490.5	2,632.6	4,231.6	4,496.1	2,512.7	1,354.7	1,585.4	1,728.3	1,793.6	1,706.5	1,447.6	2,203.5
GWh													
Nurek	567.6	620.6	1,173.5	1,994.5	2,117.9	1,111.5	607.1	644.0	730.8	745.3	629.6	597.6	11,503.4
Baipaza	150.3	151.4	235.1	385.3	412.2	222.9	123.0	154.9	173.6	184.9	161.9	148.3	2,498.7
Sangtuda 1	159.9	161.5	256.3	428.3	455.3	235.7	128.9	162.9	182.8	194.9	170.8	156.5	2,687.7
Sangtuda 2	67.6	67.8	95.4	149.7	159.2	97.9	55.5	69.4	77.6	82.4	72.3	66.7	1,060.0
Golovnaya	74.7	73.9	102.4	156.8	166.6	108.6	61.3	77.7	87.4	93.2	81.7	74.1	1,157.3
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	10.9	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	147.2
Cascade	1,052.7	1,108.9	1,895.5	3,148.3	3,345.1	1,809.2	1,007.9	1,141.5	1,285.9	1,334.5	1,146.7	1,077.0	19,302.4



Table 12: Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2022

Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2022													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	589.8	699.7	723.1	1,613.7	2,023.8	1,010.1	718.6	858.0	942.3	961.0	898.5	465.1	1,063.2
Baipaza	164.5	162.4	145.0	327.1	416.6	198.9	144.8	214.4	210.0	232.2	220.3	117.6	237.9
Sangtuda 1	174.6	173.0	151.9	345.5	442.6	208.7	151.5	225.5	220.9	244.6	232.1	123.9	253.3
Sangtuda 2	75.2	74.5	65.7	143.4	179.9	89.2	65.6	96.1	94.3	103.8	98.8	53.9	104.1
Golovnaya	82.9	82.2	72.4	160.6	193.0	98.8	72.3	107.5	105.2	117.0	110.8	59.1	114.9
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	12.2	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.6
Cascade	1,132.2	1,238.2	1,204.0	2,635.8	3,301.2	1,651.0	1,193.4	1,547.9	1,619.1	1,704.8	1,606.8	865.0	1,821.9
GWh													
Nurek	424.7	520.6	520.6	1,200.6	1,505.7	727.3	534.6	617.7	701.1	715.0	603.8	346.0	9,313.4
Baipaza	118.4	120.8	104.4	243.4	309.9	143.2	107.7	154.4	156.3	172.8	148.0	87.5	2,083.9
Sangtuda 1	125.7	128.7	109.3	257.1	329.3	150.2	112.7	162.4	164.4	182.0	156.0	92.2	2,219.1
Sangtuda 2	54.1	55.4	47.3	106.7	133.8	64.2	48.8	69.2	70.1	77.2	66.4	40.1	911.9
Golovnaya	59.7	61.1	52.1	119.5	143.6	71.1	53.8	77.4	78.2	87.0	74.5	44.0	1,006.7
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	9.1	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	145.4
Cascade	815.2	921.2	866.8	1,961.0	2,456.1	1,188.7	887.9	1,114.5	1,204.6	1,268.4	1,079.8	643.6	15,959.7

Table 13: Vakhsh River Cascade Average Energy - 2022

Vakhsh River Cascade Average Energy 2022													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	770.1	817.7	1,844.8	2,703.2	2,848.0	1,551.1	804.8	858.7	943.1	961.8	899.3	776.2	1,314.9
Baipaza	203.6	197.1	370.6	525.6	553.3	311.1	162.9	215.3	213.4	238.9	231.2	192.1	284.6
Sangtuda 1	216.6	210.7	404.6	582.2	611.7	328.9	170.7	226.5	224.5	251.7	243.8	202.7	306.2
Sangtuda 2	91.6	87.9	148.1	205.4	213.9	136.6	73.6	96.5	95.7	106.7	103.5	86.5	120.5
Golovnaya	101.1	96.0	158.0	213.5	224.2	151.6	81.2	108.0	107.0	120.4	116.5	95.8	131.1
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	14.3	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.8
Cascade	1,428.3	1,454.8	2,971.3	4,275.1	4,496.4	2,524.7	1,335.9	1,550.3	1,629.0	1,724.9	1,639.7	1,398.6	2,202.4
GWh													
Nurek	554.5	608.4	1,328.2	2,011.2	2,118.9	1,116.8	598.8	618.3	701.6	715.6	604.3	577.5	11,518.4
Baipaza	146.6	146.7	266.8	391.0	411.7	224.0	121.2	155.0	158.8	177.8	155.4	142.9	2,493.1
Sangtuda 1	155.9	156.8	291.3	433.1	455.1	236.8	127.0	163.1	167.0	187.3	163.8	150.8	2,682.5
Sangtuda 2	66.0	65.4	106.6	152.8	159.2	98.3	54.7	69.5	71.2	79.4	69.5	64.4	1,055.6
Golovnaya	72.8	71.4	113.8	158.8	166.8	109.2	60.4	77.7	79.6	89.6	78.3	71.3	1,148.5
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	10.6	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	146.9
Cascade	1,028.4	1,082.4	2,139.3	3,180.7	3,345.3	1,817.8	993.9	1,116.2	1,212.0	1,283.3	1,101.9	1,040.6	19,293.2



Table 14 Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2032

Vakhsh River Cascade Firm Energy (95%) - 2032													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	590.3	662.6	684.9	1,509.3	1,886.5	1,064.3	680.9	812.6	892.4	910.0	850.9	455.5	1,069.0
Baipaza	164.6	152.3	135.2	309.6	381.2	210.3	136.8	204.9	198.8	220.1	208.4	114.8	236.3
Sangtuda 1	174.7	162.3	141.5	326.7	404.1	220.8	143.1	215.4	209.1	231.7	219.5	120.9	252.3
Sangtuda 2	75.2	70.0	61.3	136.2	165.6	94.1	62.0	92.0	89.4	98.6	93.7	52.7	102.2
Golovnaya	83.0	77.3	67.5	153.2	181.4	105.0	68.4	102.3	99.1	110.6	104.4	57.7	112.5
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	10.9	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5
Cascade	1,133.0	1,170.0	1,136.6	2,480.3	3,064.2	1,739.9	1,130.6	1,473.2	1,535.5	1,617.3	1,523.4	847.0	1,819.2
GWh													
Nurek	425.0	493.0	493.2	1,122.9	1,403.6	766.3	506.6	585.0	663.9	677.0	571.8	338.9	9,364.3
Baipaza	118.5	113.3	97.3	230.4	283.6	151.4	101.8	147.5	147.9	163.8	140.0	85.4	2,069.6
Sangtuda 1	125.8	120.8	101.9	243.1	300.7	159.0	106.5	155.1	155.5	172.4	147.5	90.0	2,210.5
Sangtuda 2	54.1	52.1	44.1	101.3	123.2	67.8	46.2	66.2	66.5	73.4	62.9	39.2	895.4
Golovnaya	59.7	57.5	48.6	114.0	134.9	75.6	50.9	73.7	73.7	82.3	70.2	42.9	985.1
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	8.1	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	144.5
Cascade	815.8	870.5	818.3	1,845.3	2,279.7	1,252.7	841.2	1,060.7	1,142.4	1,203.3	1,023.7	630.2	15,935.9

Table 15: Vakhsh River Cascade Average Energy - 2032

Vakhsh River Cascade Average Energy 2032													
MW Continuous													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	745.1	852.6	1,953.7	2,754.5	2,854.2	1,557.1	796.6	814.0	893.1	910.7	851.5	747.8	1,310.9
Baipaza	196.4	201.9	388.3	534.3	553.2	312.4	161.2	205.7	201.9	226.4	218.8	184.2	282.0
Sangtuda 1	209.0	216.4	426.6	593.3	612.8	330.3	168.9	216.2	212.3	238.4	230.5	194.3	304.1
Sangtuda 2	88.5	89.4	153.7	208.0	212.9	137.1	72.8	92.3	90.7	101.3	98.1	83.1	119.0
Golovnaya	97.6	97.3	164.4	214.9	223.5	152.3	80.3	102.8	100.8	113.9	110.0	91.8	129.1
Perepadnaya	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3	28.3
Centralnaya	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	14.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	16.7
Cascade	1,381.9	1,502.9	3,132.0	4,350.3	4,501.9	2,534.5	1,322.1	1,476.4	1,544.1	1,636.1	1,554.2	1,346.5	2,190.2
GWh													
Nurek	536.5	634.3	1,406.6	2,049.3	2,123.5	1,121.1	592.7	586.1	664.4	677.6	572.2	556.4	11,483.5
Baipaza	141.4	150.2	279.6	397.5	411.6	224.9	119.9	148.1	150.2	168.4	147.0	137.1	2,470.7
Sangtuda 1	150.5	161.0	307.1	441.4	456.0	237.8	125.6	155.7	158.0	177.4	154.9	144.6	2,663.8
Sangtuda 2	63.7	66.5	110.6	154.7	158.4	98.7	54.1	66.5	67.5	75.4	65.9	61.8	1,042.4
Golovnaya	70.3	72.4	118.4	159.9	166.2	109.6	59.8	74.0	75.0	84.7	73.9	68.3	1,131.1
Perepadnaya	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	20.4	21.1	20.4	21.1	21.1	19.0	21.1	248.2
Centralnaya	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	10.4	12.2	12.6	12.6	11.4	12.6	146.7
Cascade	995.0	1,118.2	2,255.0	3,236.6	3,349.4	1,824.9	983.7	1,063.0	1,148.8	1,217.2	1,044.4	1,001.8	19,186.4



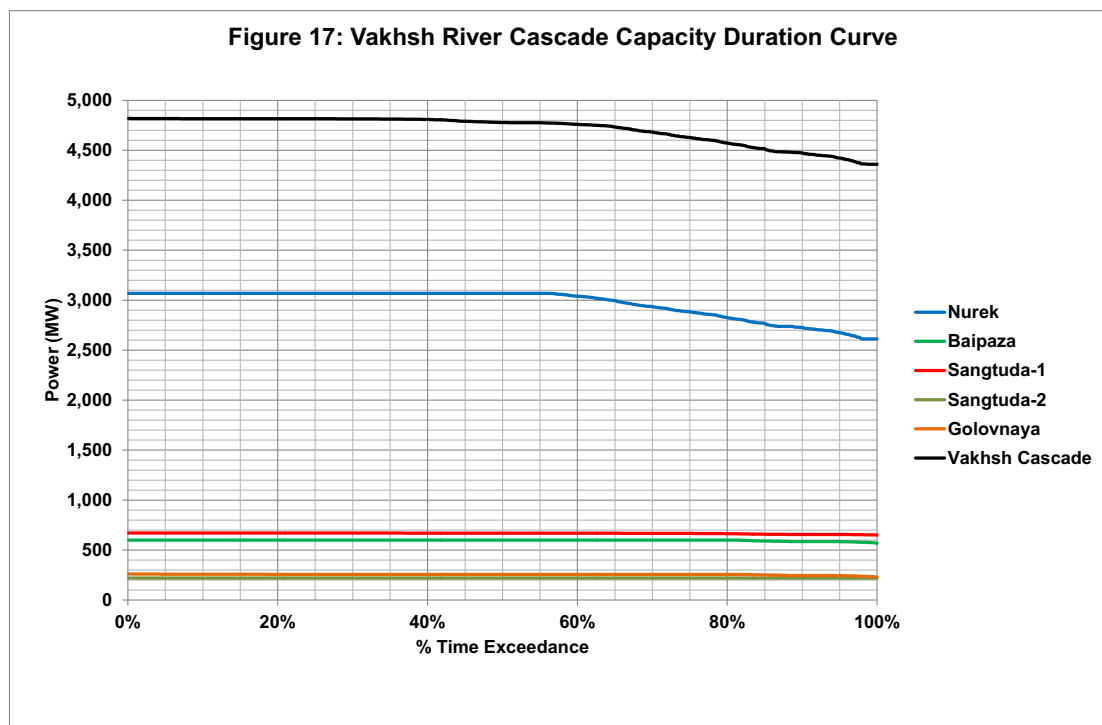
Приточность в ирригационный канал Головной ГЭС варьировалась со $100 \text{ м}^3/\text{сек.}$ до $340 \text{ м}^3/\text{сек.}$ со средним расходом $240 \text{ м}^3/\text{сек.}$ в период с 1994 по 2012 годы. В отчёте по модернизации Головной ГЭС предлагается использовать ирригационный канал при большем расходе между $300 \text{ м}^3/\text{сек.}$ и $350 \text{ м}^3/\text{сек.}$ при условии, что в реке будет достаточное количество воды. Таким образом, при таком режиме работы Перепадная ГЭС всегда будет работать на полную мощность, а Центральная ГЭС на полную или близко к полной мощности за исключением октября месяца. В частности, пропускная способность Перепадной ГЭС примерно $90 \text{ м}^3/\text{сек.}$, также и значение сброса с вероятностью 80% от превышения. По этой причине можно провести модернизацию Перепадной ГЭС удвоив ее мощность, по меньшей мере, до 60 МВт при коэффициенте использования установленной мощности выше 80%. В случае с Центральной ГЭС точка максимального 80% заполнения составляет $7,5 \text{ м}^3/\text{сек.}$ и около 1,5 МВт или более можно добавить к ГЭС. Это, по меньшей мере, заслуживает предварительного исследования в офисе для подтверждения магнитуды возможного добавления мощности к данным ГЭС.

7 ПИК

В период моделирования допустимая пиковая мощность реки Вахш варьируется в зависимости от различных факторов. Что касается Нурекской ГЭС, то максимальная выходная мощность существующих турбин не была получена. Только шесть агрегатов планируется модернизировать, и их максимальная выходная мощность будет составлять 345 МВт, в то время как мощность генератора будет составлять 341 МВт, ту же, что и у существующих генераторов. Из указанного следует, что возможно будет вырабатывать до установленной мощности при напоре меньше номинального, управляя турбинами до их максимальной выходной мощности. Ниже напора, соответствующего данной максимальной выходной мощности турбины, допустимая мощность будет ограничиваться напором.

В случае с русловыми ГЭС установленная мощность не может быть выработана, когда уровень воды в нижнем бьефе очень высок во время слива.

На Рисунке 17 представлен график продолжительности допустимой кратковременной перегрузочной мощности отдельной ГЭС системы каскада на реке Вахш и системы в целом. Допустимая кратковременная перегрузочная мощность увеличивается незначительно, один процент или меньше между сценарием 2012 года и сценарием 2013 года.



Гарантированная и средняя допустимая кратковременная перегрузочная мощность представлена в Таблицах с 16 по 21 для изучения трех сценариев.



Table 16: Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2012

Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2012													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,613	2,669	2,888	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	2,981	2,781	2,647	2,921
Baipaza	600	598	585	574	577	600	600	600	600	600	600	600	595
Sangtuda 1	666	662	656	652	653	663	669	669	668	668	668	666	665
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	257	256	245	233	236	256	257	257	257	257	257	257	253
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,361	4,416	4,637	4,749	4,756	4,808	4,815	4,815	4,815	4,726	4,526	4,398	4,665

Table 17: Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2012

Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2012													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,683	2,816	3,020	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,031	2,880	2,726	2,964
Baipaza	600	600	595	587	587	600	600	600	600	600	600	600	597
Sangtuda 1	669	669	665	658	657	666	670	669	669	668	668	669	667
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	257	257	255	246	247	257	259	257	257	257	257	258	255
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,430	4,562	4,755	4,780	4,781	4,812	4,818	4,815	4,815	4,776	4,625	4,474	4,703



Table 18: Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2022

Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2022													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,613	2,686	2,931	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	2,989	2,788	2,647	2,929
Baipaza	600	597	585	571	577	600	600	600	600	600	600	600	595
Sangtuda 1	666	661	656	651	653	663	669	669	669	668	668	666	665
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	257	255	245	230	236	256	257	257	257	257	257	257	253
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,362	4,434	4,681	4,741	4,756	4,808	4,815	4,815	4,815	4,734	4,533	4,399	4,671

Table 19: Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2022

Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2022													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,690	2,842	3,035	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,037	2,890	2,731	2,970
Baipaza	600	599	594	587	587	600	600	600	600	600	600	600	597
Sangtuda 1	669	669	664	658	657	666	670	669	669	668	669	670	667
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	257	258	254	246	247	257	259	257	257	257	257	258	255
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,437	4,589	4,767	4,780	4,780	4,812	4,818	4,815	4,816	4,782	4,636	4,478	4,709



Table 20: Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2032

Vakhsh River Cascade Firm Power Capacity (95%) - 2032													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,613	2,712	2,996	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,008	2,803	2,651	2,939
Baipaza	600	595	585	570	577	600	600	600	600	600	600	600	595
Sangtuda 1	666	660	656	651	653	663	669	670	670	669	669	666	665
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	257	255	245	230	236	256	257	257	257	257	257	257	253
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,362	4,460	4,715	4,739	4,756	4,808	4,815	4,816	4,816	4,754	4,549	4,403	4,681

Table 21: Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2032

Vakhsh River Cascade Average Power Capacity - 2032													
MW													
HEP	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Annual
Nurek	2,704	2,873	3,052	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,069	3,048	2,906	2,740	2,978
Baipaza	600	599	593	586	587	600	600	600	600	600	600	600	597
Sangtuda 1	669	669	663	657	657	666	670	670	670	669	669	670	667
Sangtuda 2	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Golovnaya	258	258	253	245	247	257	259	257	257	257	257	258	255
Perepadnaya	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Centralnaya	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Cascade	4,451	4,619	4,781	4,777	4,780	4,812	4,818	4,816	4,816	4,794	4,652	4,488	4,717



В2 РАБОТА КАЙРАККУМСКОЙ ГЭС В ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ

1. Введение

Представленные в настоящем документе результаты будут использованы при подготовке Генплана развития энергетического сектора Таджикистана. В настоящем отчете представлена энергетическая оценка эксплуатации существующего Кайраккумского водохранилища и ГЭС, расположенной на реке Сырдарья.

2. Цель

Основной целью исследования работы Кайраккумской ГЭС в гидроэнергетике является оценка гарантированной выработки электроэнергии и средней выработки электроэнергии Кайраккумской ГЭС. Эти оценки получены по результатам моделирования работы системы на основе данных по приточности в Кайраккумское водохранилище за прошедший период с ежемесячным интервалом.

3. Описание Проекта по Кайраккумской ГЭС

Кайраккумское водохранилище - это большой искусственный водоем, образованный в 1956 году путём перекрытия реки Сырдарья (Рисунок 1). При нормальном подпорном уровне площадь зеркала водохранилища составляет 523 км², длина водохранилища равна 56 км, а максимальная ширина 15 км. Его максимальная глубина у плотины на ее западном конце равняется 25 м; средняя глубина - 8 м. На другом конце напор на плотине водохранилища заилен на расстоянии 10-15 км. Скорость заиливания значительно снизилась после строительства в 1972 году Токтогульской плотины и в 1978 году Андижанской плотины, которые расположены выше по течению на территории Кыргызстана. В результате работы этих находящихся выше по течению водохранилищ, регулируется приток в Кайраккумское водохранилище.

Рисунок 1: Карта расположения Кайраккумского водохранилища



Эта ГЭС является единственным объектом на севере Таджикистана, который вырабатывает электроэнергию, но ее мощности недостаточно для удовлетворения потребности в электроэнергии, особенно в зимний период. Линия электропередач 500 кВ соединяет подстанцию Согд с подстанцией Душанбе 500 кВ, и по мере необходимости и по мере



доступности в центральной части Таджикистана электроэнергия через эту линию направляется в северную часть страны. Эта ГЭС была введена в эксплуатацию в 1957 году и состоит из шести двойных регулируемых поворотных лопастных турбин с расчетным напором 17,5 м. Изначально, она могла эффективно работать при относительно широком диапазоне напора и расхода. Согласно графику производительности агрегатов турбины могут вырабатывать до 26 МВт, однако, был установлен лимит в 22 МВт, чтобы соответствовать номиналу генератора в 26,3 МВА при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,8$. Поэтому максимальная мощность агрегата составляет 21 МВт при общей установленной мощности в 126 МВт.

В настоящее время гидроагрегаты достигли возраста почти в 60 лет и нуждаются в реконструкции. В 2006 году Агентство США по торговле и развитию (USTDA) заказало проведение исследования по реконструкции Кайраккумской ГЭС и Каскада Варзобских ГЭС, реализацией которого занималась компания Eurasia Link, Ltd.⁴ В исследовании рекомендуется увеличить единичную мощность агрегатов до 30,4 МВт, чтобы общая установленная мощность стала 182,4 МВт.

14 июля 2014 года Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР), завершил финансирование первого этапа проекта реконструкции Кайраккумской ГЭС, и опубликовал объявление о закупках соответствующего содержания⁵. В частности, в объявлении о закупках говорится:

«БТ намеревается использовать средства кредита Европейского банка реконструкции и развития [Банк] для восстановления гидро-механического и электро-механического оборудования существующей Кайраккумской ГЭС в текущих и будущих климатических условиях и увеличения существующей установленной мощности с 126 МВт до 174 МВт за счёт установки турбин с большей номинальной мощностью. Проект также повысит уровень безопасности ГЭС, плотины и водохранилища и повысит устойчивость электростанции против неблагоприятных последствий изменения климата. Проект будет осуществляться в 2 фазы с общим объемом инвестиций 157 млн. евро. Предполагается, что кредит ЕБРР в первой фазе будет составлять в пределах 50 млн. долларов США. Этот проект финансируется совместно с Пилотной программой по адаптации к изменению климата (ППАИК) Инвестиционных фондов для противодействия изменению климата, которые предоставят грант в размере 11 млн. долларов США и льготный кредит в размере 10 млн долларов США.»

Предлагаемый проект потребует закупки следующих товаров, работ и услуг:

- *Реконструкция машинного зала и бетонной плотины*
- *Поставка и установка стальных компонентов гидравлической системы, турбин и электромеханического оборудования*
- *Консультационные услуги для поддержки Группы реализации проекта БТ (ГРП)*
- *Консультант по проектным услугам для получения основного технического проекта для ГЭС*
- *Консультант по наращиванию потенциала для управления рисками изменения климата»*

⁴ Eurasia Link, Ltd. (2006): «Реконструкция Кайраккумской ГЭС и Каскада Варзобских ГЭС в Таджикистане», Отчет ТЭО, USTDA Грант № GH058106061; USTDA действие № 2005-81006A

⁵ <http://www.ebrd.com/english/pages/workingwithus/procurement/notices/project/140714a.shtml>



4. Данные по моделированию

4.1 Кайраккумское водохранилище

Как говорилось выше, Кайраккумское водохранилище в значительной степени подвергается седиментации, но после строительства плотин выше по течению скорость седиментации значительно снизилась. Исходная кривая объема водохранилища была разработана в 1957 году. Было проведено 3 исследования седиментации водохранилища, в 1965, 1975 и 2009 годах соответственно. Из результатов исследований следует, что в среднем ежегодные потери объема водохранилища составили 74 гектометров³ в год в период с 1957 по 1965 гг. Затем резко сократились до 8 гектометров³ в год в период с 1975 по 2009 гг.⁶ В дополнение к отчету SKM & Acclimatise (подготовленному в 2010 г.) в БТ была получена Таблица объема Кайраккумского водохранилища, соответствующая данным исследований седиментации 1975 года. Сравнение кривых объема водохранилища включено в этот отчет, и эта таблица объема указывает на то, что таблица объема 1975 г. соответствует данным исследования седиментации 1965 г, как это описывается в отчете.

Первоначально в подготавливаемом генплане период планирования оканчивался в 2032 г., но был изменен на 2039 г. Согласно оценкам, если седиментация будет продолжаться такими же темпами, то Кайраккумское водохранилище к 2032 году потеряет 6% объема при нормальном подпорном уровне. В настоящее время водохранилище работает при 7 метровом понижении уровня воды между нормальным подпорным уровнем в 347,50 м, и минимальным подпорным уровнем в 340,60 м. В связи с тем, что по проекту реконструкции будут установлены более крупные агрегаты, а приток в значительной степени будет регулироваться, ожидается, что понижение уровня воды произойдет примерно до половины первоначального понижения. Следовательно, седиментация, в период исследования Генерального плана считается незначительной и результаты исследования осадочных отложений 2009 года были приняты для настоящего исследования э/энергии как фиксированные, в течение периода исследования.

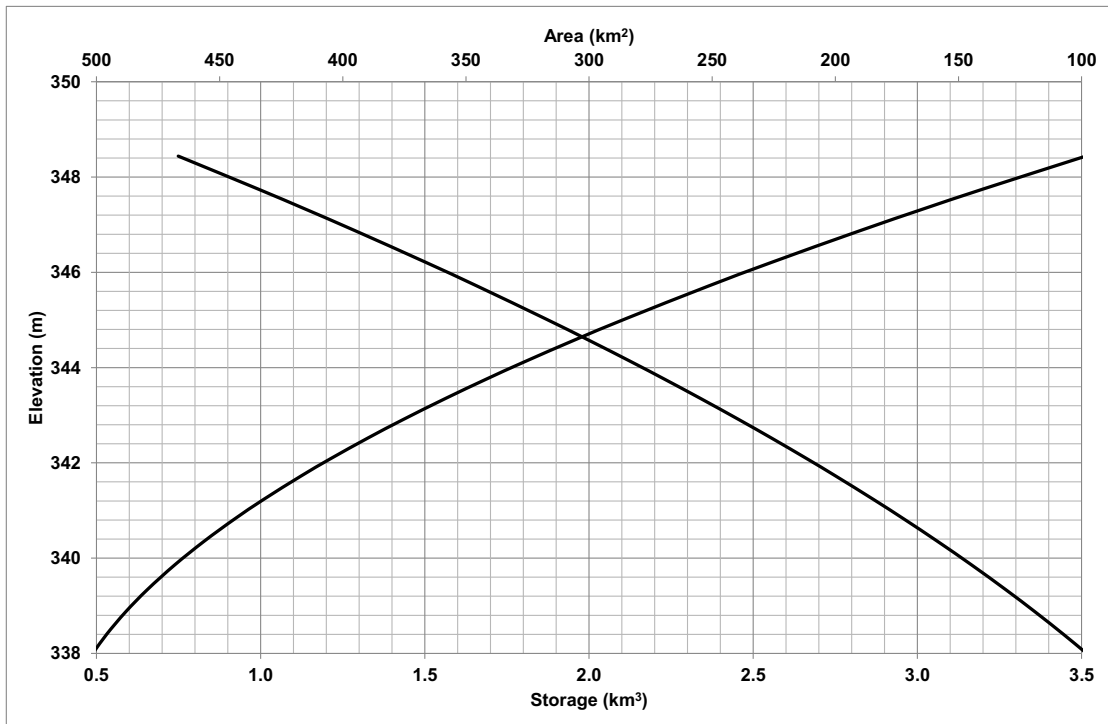
Для облегчения расчетов работы водохранилища в операционной модели были установлены полиномы 4-й степени для оценки объема в зависимости от отметки уровня водохранилища и отметки уровня водохранилища в зависимости от объема водохранилища. Кривая совпадает почти идеально. Кроме того, поскольку данные по площади зеркала водохранилища не были, получены вводные данные в модель работы водохранилища для расчёта объёмов испарения, если не считать того, что площадь зеркала водохранилища на НПУ составляет 523 км², квадратное уравнение для расчёта площади зеркала водохранилища в зависимости от отметки уровня воды в водохранилище составлено из скудных данных.

Отношение между отметкой уровня водохранилища, площади и объема представлено на Рисунке 2.

⁶ SKM & Acclimatise (2010 год) «Пилотная программа по адаптации к изменению климата Таджикистана (ППАИК) Проект А4 – Улучшение адаптации энергетического сектора Таджикистана к изменению климата. Приложение 4 - Гидроэнергетическая Модель - Кайраккум».



Рисунок 2: Отношение уровня отметки-площади-объёма Кайраккумского водохранилища (Источник: Исследование отложений Кайраккумского водохранилища 2009 год)



4.2 Гидрология

4.2.1 Притоки

Ежемесячные притоки в Кайраккумское водохранилище были предоставлены БТ за период с января 1988 года по июнь 2013 года. Поскольку система начинается после заполнения верхних водохранилищ, система состоит из расходов, регулируемых этими водохранилищами. Система представлена в таблице 1.

Как видно из среднемесячных значений, более высокие потоки выпускаются в зимний период, нежели в летний из-за работы водохранилищ, находящихся вверх по течению. И, как только Кайраккумская ГЭС будет подключена к региональной сети, она будет представлять собой преимущество, так как она будет в определенной мере восполнять систему каскада реки Вахш, которая, по причине снега и ледников, вырабатывает слабые потоки в зимнее время и интенсивные потоки в летнее время.



Table 1: Syr Darya River at Kairakkum Reservoir - Monthly Historical Inflows (m³/s)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1988	557	595	517	692	1,021	934	952	658	608	547	603	560	687
1989	581	589	487	346	601	801	936	757	369	499	561	555	590
1990	483	526	428	402	436	338	522	635	323	491	660	599	487
1991	590	558	454	411	621	703	692	438	282	408	551	682	533
1992	557	565	532	433	756	559	468	454	306	502	591	711	536
1993	649	698	639	400	834	770	414	363	314	547	734	867	602
1994	850	894	909	822	872	481	504	353	547	497	744	955	702
1995	935	918	803	473	335	303	488	315	215	306	593	860	545
1996	836	887	704	568	514	650	422	300	277	423	578	885	587
1997	833	786	609	472	312	396	412	286	202	239	642	835	502
1998	825	848	666	443	674	953	533	340	314	488	699	956	645
1999	907	805	742	725	538	362	405	357	324	505	938	1,086	641
2000	966	1,948	615	479	342	273	293	309	254	424	804	864	631
2001	856	895	669	458	292	310	250	291	238	410	987	1,000	555
2002	900	824	709	635	618	445	393	297	306	394	675	1,067	605
2003	1,006	869	808	1,056	625	625	323	409	556	822	969	1,060	761
2004	999	794	889	683	663	617	467	453	522	711	905	1,221	744
2005	1,073	1,035	798	585	559	529	364	360	464	656	897	1,140	705
2006	1,123	1,196	770	569	403	300	338	339	434	600	865	1,082	668
2007	1,138	1,048	832	758	359	369	394	335	376	298	227	188	527
2008	1,032	1,029	646	368	274	215	187	203	215	362	598	608	478
2009	722	660	561	529	580	357	274	218	330	477	638	830	515
2010	738	848	785	686	987	1,023	515	811	676	718	824	964	798
2011	926	1,246	846	502	433	412	459	453	411	515	996	1,105	692
2012	1,011	1,063	973	529	518	499	347	322	374	499	836	1,024	666
2013	1,049	956	833	463	385	293							
Mean	852	888	701	557	560	520	454	402	369	494	725	868	616

4.2.2 Испарение

Оценка испарения была получена из водного баланса БТ для Кайраккумского водохранилища. Чистое испарение рассчитывается как вероятное испарение за вычетом осадков над водохранилищем. Данные расчётные показатели были представлены в Таблице 2.

Таблица 2: Чистое испарение на Нурекском водохранилище (мм/месяц)

Янв	9,9
Фев	16,0
Мар	42,1
Апр	81,4
Май	137,4
Июн	190,8
Июл	217,8
Авг	209,5
Сен	143,6
Окт	75,8
Ноя	37,1
Дек	17,7



4.3 Параметры Кайраккумской ГЭС

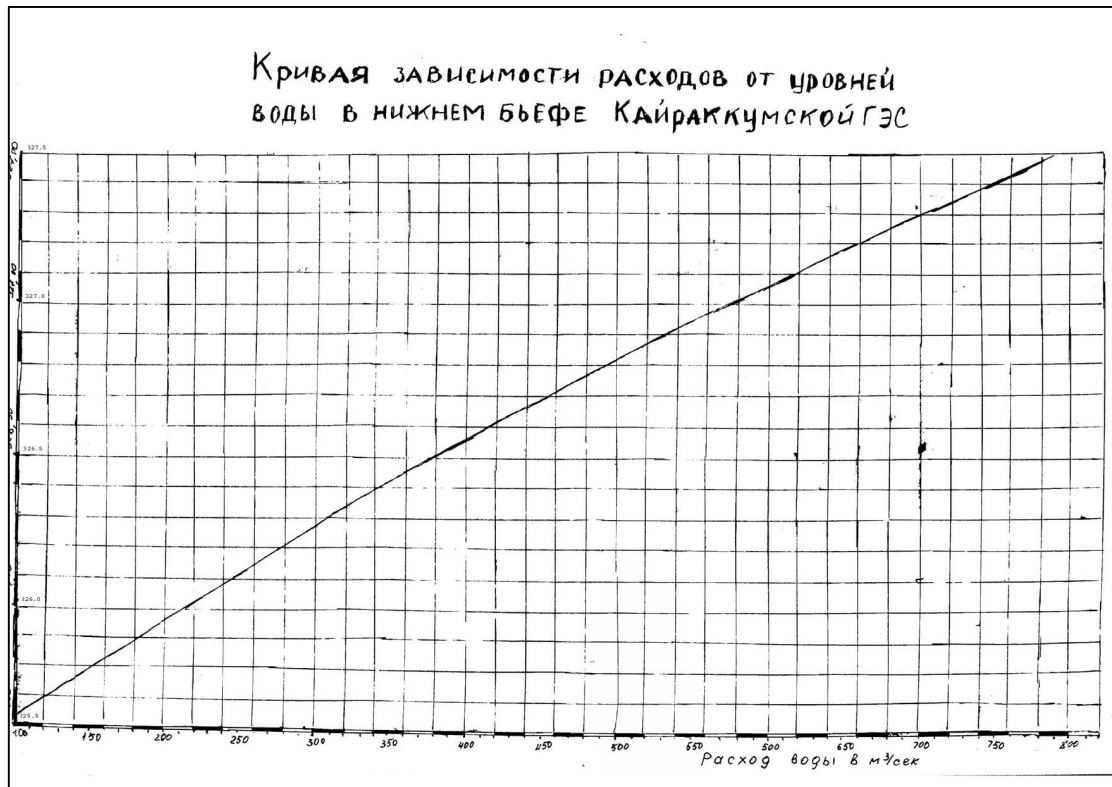
Параметры ГЭС были получены из различных источников, непосредственно из БТ, исследования климата SKM & Acclimatise (2010), ТЭО реконструкции Eurasia Link, Ltd и общего извещения о закупках ЕБРР для Фазы 1 реконструкции. На данном этапе, новые агрегаты будут состоять из больших поворотно-лопастных агрегатов двойной регулировки и, каждый из них будет иметь мощность 29 МВт для общей установленной мощности 174 МВт. Ранее Eurasia Link, Ltd. предложила агрегаты мощностью 30,4 МВт. Предложенная Eurasia Link, Ltd. кривая производительности турбины была принята в настоящем исследовании, так как она была проверена независимо. Eurasia Link предложила 2 метра просадки от EI. Чистая высота напора изменяется от 347,5 м до 345,5 м между 18 и 20 м. В этом диапазоне универсальной диаграммы, подготовленная максимальная эффективность комбинированного агрегата турбогенератора составляет 90% при максимальном напоре (93% для турбины и 97% для генератора). Она падает на 0,25% на каждое снижение чистого напора между 16 и 20 м. Соответствующие данные турбогенератора представлены в Таблице 3.

Таблица 3: Характеристики турбогенератора реконструированной Кайраккумской ГЭС

ГЭС и турбогенераторы	Кайраккумская ГЭС
Кол-во агрегатов	6
Установленная мощность агрегата (МВт)	29
Номинальный расход (м ³ /сек)	164,2
Расчетный напор (м)	20
Потеря напора (м)	1,75
Средний КПД агрегата (%) при расчетном напоре	90

Что касается диапазона понижения уровня воды, Eurasia Link предложила понижение в 2 м, но не подтвердила проверку на то, что этот диапазон понижения оптимален. В настоящем исследовании, диапазон понижения изменяется, чтобы определить оптимальное сочетание гарантированной и средней выработки электроэнергии.

БТ разработала кривую расхода воды в нижнем бьефе, которая представлена на Рисунке 3.

Рисунок 3: Расход воды в нижнем бьефе Кайраккумской ГЭС

Уравнение мощностей было установлено в данном рейтинге, чтобы вычислить уровень воды в нижнем бьефе в метрах от оттока (Q) в $\text{м}^3/\text{с}$. Уравнение t имеет следующий вид:

$$TWL = 0.0105352Q^{0.8193} + 325.07$$

5. Рабочая модель Кайраккумской ГЭС

Рабочая модель Кайраккумской ГЭС состоит из одного модуля, написанного в VBA для Excel, модуль, настроенная от общей модели, которая была применена в дополнение к Кайраккумской, Нурекской и Рогунской ГЭС.

При ежемесячном временном диапазоне, Кайраккумская ГЭС может обеспечить ограниченное годовое регулирование в зависимости от принятого понижения. Специфическая модель, принятая для работы Кайраккумской ГЭС обычно реагирует на спрос вводимой электроэнергии и управляет работой Кайраккумского водохранилища для удовлетворения этого спроса на электроэнергию, если уровень водной поверхности находится на нормальном подпорном уровне, в этом случае Кайраккумская ГЭС вырабатывает избыточный приток до установленной мощности (174 МВт), по меньшей мере в теории, как это видно в разделе обсуждения результатов. Спрос на электроэнергию варьируется методом проб и ошибок, до тех пор пока водохранилище не осушится к концу марта, допуская заданное процентное соотношение сбоев т.е месяцев когда производство энергии меньше чем потребление. Это определяет гарантированную потребляемую мощность и для настоящего исследования гарантированная потребляемая мощность определяется как уровень энергии, который может быть выработан Кайраккумской ГЭС 95% времени. Как правило в данном типе моделирования выбирается фиксированное значение спроса на электроэнергию, постоянное из месяца в месяц. Однако, в случае Таджикистана, производство энергии в зимний период представляет большую важность в связи с необходимостью отопления жилых помещений. В результате, в данной модели годовой спрос на энергию изменяется в течение года, как показано в Таблице 4.



Таблица 4: Годовой спрос на энергию в Таджикистане с разбивкой по месяцам (%)

Апр	7,2
Май	7,5
Июн	7,5
Июл	8,1
Авг	8,2
Сен	7,3
Окт	7,7
Ноя	8,9
Дек	10,1
Янв	10,3
Фев	8,7
Мар	8,5
Итого	100,0

6. Оценки электроэнергии и мощности

6.1 Оптимизация снижения уровня

Возможная гарантированная выработка электроэнергии Кайраккумской ГЭС была оценена для нескольких значений снижения уровня и для каждого значения была подсчитана годовая гарантированная выработка электроэнергии, т.е. точка 95% ежемесячной кривой продолжительности электроэнергии и среднегодовая выработка электроэнергии. Эти результаты представлены в Таблице 5. Из этой Таблицы следует, что снижение уровня в 3,5 м максимизирует гарантированную выработку электроэнергии, немного понижая среднюю выработку электроэнергии.

Таблица 5: Зависимость выработки электроэнергии от снижения уровня на Кайраккумской ГЭС (МВт непрерывное)

Снижение уровня (м)	Средние объёмы электроэнергии (МВт)	Гарантированные объёмы электроэнергии (МВт)
2,0	94,8	55,0
3,0	94,2	57,6
3,5	93,8	58,4
4,0	93,6	58,1

6.2 Выработка электроэнергии для выбранного снижения уровня

Касательно гарантированной выработки электроэнергии, сбои в удовлетворении спроса на гарантированную выработку электроэнергии на Кайраккумской ГЭС происходят, в основном, в летне-осенний период, в совокупности 14 сбоев с июля по ноябрь и один в декабре. С января по июнь сбоев нет.

Наибольший сброс воды приходится на январь, февраль и декабрь, зимние месяцы, самые интересные в изолированной системе, когда ограничение сброса воды заменяет термическое. Была предпринята попытка спроектировать линейный график для ограничения среднего объема



сброса воды в эти месяцы. Несмотря на то, что ежемесячная гарантированная выработка электроэнергии остается неизменной по сравнению со сценарием нелинейного графика, средняя выработка электроэнергии уменьшается в эти месяцы потому, что дополнительный сброс воды, проходящий через турбины во всяком случае не компенсирует уменьшение напора.

Выработка гарантированных и средних объемов электроэнергии при выбранном снижении уровня в 3,5 м с нормального подпорного уровня при 347,5 м. до минимального подпорного уровня при 344,0 м. показана на Рисунке 4 и Таблице 6.

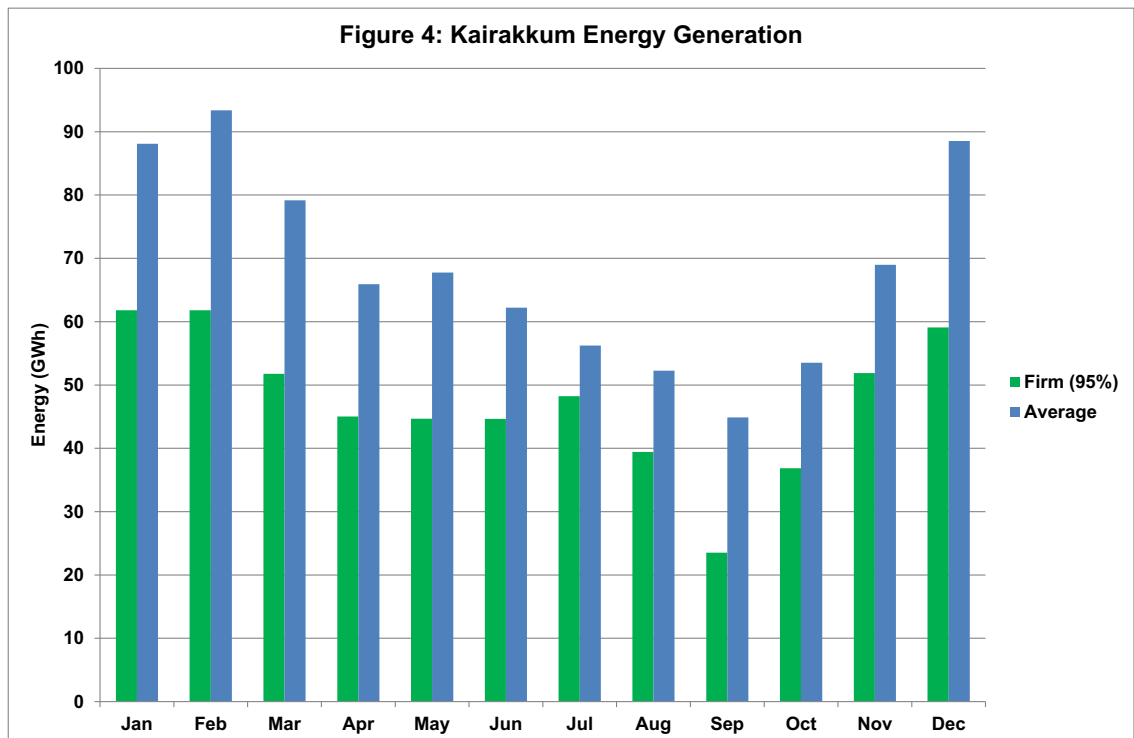




Table 6: Kairakkum Power and Energy Generation

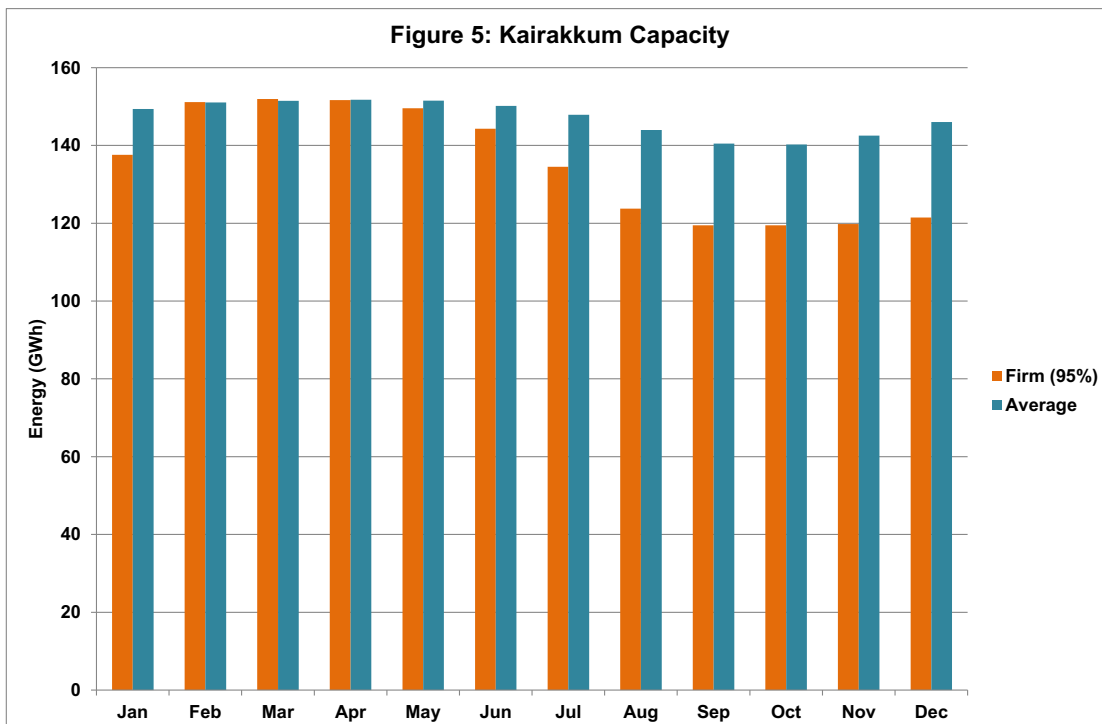
MW Continuous													
HEP	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Firm capacity (95%)	138	151	152	152	150	144	135	124	119	119	120	121	136
Average Capacity	149	151	151	152	152	150	148	144	140	140	143	146	147
Firm Energy (95%)	85.8	83.1	71.9	60.5	60.0	62.0	64.8	54.7	31.6	49.5	77.2	79.4	71.8
Average Energy	122.4	125.5	109.9	88.6	91.1	86.4	75.6	72.6	60.3	71.9	102.6	119.0	93.8
GWh													
Firm Energy (95%)	63.9	55.8	53.5	43.6	44.7	44.6	48.2	40.7	22.8	36.9	55.6	59.1	629.1
Average Energy	91.0	84.3	81.8	63.8	67.8	62.2	56.2	54.0	43.4	53.5	73.9	88.5	821.9



6.3 Пиковая выработка

Модель также вычисляет ежемесячную пиковую выработку, когда ГЭС пытается вырабатывать до отказа. С установленной мощностью в 174 МВт электростанция может вырабатывать максимум 152 МВт по причине того, что напор не может быть использован, так как уровень воды в нижнем бьефе очень высок на или возле полного расхода воды турбины. Если установленная мощность ГЭС уменьшается, то проблема остается неизменной для значительного ряда установленных мощностей, в то время как средняя выработка электроэнергии уменьшается и увеличивается сброс воды. Кроме улучшения нижнего бьефа, нет никакого другого решения для этого ограничения, вызванного сочетанием слабого напора и большого расхода воды.

Ежемесячные гарантированная и средняя мощности показаны в Таблице 6 и на Рисунке 5





В3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫЯВЛЕННЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДОПОЛНЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИКУ ТАДЖИКИСТАНА

1. Введение

Представленные в настоящем документе результаты будут использованы при подготовке Генплана развития энергетического сектора Таджикистана. Данный отчет представляет оценку электроэнергии для работы нескольких гидроэлектростанций, определенных для потенциального развития.

2. Цель

Основной целью исследования работы ГЭС в гидроэнергетике является оценка гарантированной выработки электроэнергии и средней выработки электроэнергии возможными дополнительными ГЭС. Эти оценки получены путем моделирования работы ГЭС с ежемесячными притоками, рассчитанными из близлежащих гидрометрических станций.

3. Выявленный потенциал

Следующие потенциальные дополнения были определены и соответствующая документация была предоставлена Консультанту:

- ГЭС Нурек-2, расположенная на реке Вахш между существующей Нурекской ГЭС и Байпазинской ГЭС
- ГЭС Фондарья, расположенная на реке Фондарья
- ГЭС Санобод-1, расположенная на реке Верхний Пяндж
- ГЭС Айни, расположенная на реке Зеравшан
- Яванская ГЭС, также расположенная на реке Зеравшан, примерно на расстоянии 40 км от ГЭС Айни вниз по течению
- ГЭС Нурабад-1 и Нурабад-2. Доступная документация представляет собой презентацию Power Point для каждого определенного объекта.

Необходимо отметить, что все вышеперечисленные объекты, имеющие маленькое или вообще не имеют водохранилища для моделирования с месячным временным шагом, считаются русловыми ГЭС.

4. Нурек-2

4.1 Местоположение

ГЭС Нурек-2 будет располагаться между существующими Нурекской ГЭС и Байпазинской ГЭС на реке Вахш.

4.2 Документация

Проект был изучен Республиканским Государственным унитарным предприятием Научно-исследовательский и проектный институт (Нурофар). Была предоставлена презентация с краткой информацией о предложенном проекте. В данной презентации представлено достаточно информации по предложенным параметрам ГЭС для проведения исследования по выработке электроэнергии.



4.3 Притоки

Притоки состоят из ежемесячных оттоков Нурекской ГЭС, рассчитанных из исследования работы каскада существующих ГЭС на реке Вахш за период с апреля 1932 г по март 2012 г, как часть Генерального плана развития энергетического сектора Таджикистана. В данном исследовании, Нурекская ГЭС, которая сильно подвержена влиянию седиментации, была исследована по трем оценкам седиментации, 2012, 2022 и 2032 годов соответственно. Эти 3 сценария также были рассмотрены для оценки выработки электроэнергии ГЭС Нурек-2. Таблицы притока ГЭС Нурек-2 для этих 3 случаев указаны в Приложении А.

4.4 Параметры ГЭС

Параметры ГЭС представлены в Таблице 1. Исследование Нурофар оценивает установленную мощность между 95 МВт и 107 МВт. В целях моделирования выработки электроэнергии была сохранена установленная мощность в 4x25 МВт.

Таблица 1: Характеристики турбогенератора ГЭС Нурек-2

Кол-во агрегатов	4
Установленная мощность агрегата (МВт)	25
Номинальный расход (м ³ /сек)	192
Расчетный напор (м)	14,4
Номинальный КПД турбины (%)	94
КПД генератора (%)	98
Электропитание вспомогательных устройств электростанции (%)	0,5
Средний КПД электростанции (%)	90

4.5 Выработка электроэнергии

Выработка гарантированной и средней электроэнергии для этих 3-х рассматриваемых сценариев указана в Таблице 2. Гарантированная выработка электроэнергии определяется как доступная электроэнергия в 95% всего времени. Необходимо отметить, что годовая гарантированная выработка электроэнергии не является суммой показателей ежемесячной гарантированной выработки электроэнергии, и является выше суммы. Это является следствием того, что гарантированная выработка электроэнергии в различные месяцы не обязательно происходит в одном и том же году, так как в некоторые годы бывает поздняя зима, а в некоторых ранняя весна.

Таблица 2: Выработка электроэнергии на ГЭС Нурек-2

Месяц	2012			2022			2032		
	Средние объемы выработки энергии (ГВтч)	Коеф испол установ и	Гарант объемы выработ энергии (ГВтч)	Средние объемы выработ энергии (ГВтч)	Коеф испол установ и	Гарант объемы выработ энергии (ГВтч)	Средние объемы выработ энергии (ГВтч)	Коеф испол установ и	Гарант объемы выработ энергии (ГВтч)
Апр	39,0	0,54	31,2	39,0	0,54	31,2	36,7	0,51	31,2
Май	39,2	0,53	34,6	39,2	0,53	34,6	37,7	0,51	31,1
Июн	50,0	0,69	31,7	50,0	0,69	31,7	55,5	0,77	28,6
Июл	71,5	0,96	55,3	71,5	0,96	55,3	73,2	0,98	64,2
Авг	73,6	0,99	74,0	73,6	0,99	74,0	73,5	0,99	74,0
Сен	59,3	0,82	39,2	59,3	0,82	39,2	59,9	0,83	41,8
Окт	33,1	0,44	30,3	33,1	0,44	30,3	32,3	0,43	27,6
Ноя	40,4	0,56	40,2	40,4	0,56	40,2	38,7	0,54	38,5
Дек	44,9	0,60	44,2	44,9	0,60	44,2	38,8	0,52	38,2
Янв	47,7	0,64	46,3	47,7	0,64	46,3	43,3	0,58	42,1



Фев	42,5	0,63	40,1	42,5	0,63	40,1	38,5	0,57	36,3
Мар	38,9	0,52	24,4	38,9	0,52	24,4	36,0	0,48	22,7
Годов ой	579,9	0,66	517,9	579,9	0,66	517,9	564,0	0,64	505,4

Таблицы ежемесячной выработки электроэнергии для этих 3-х изучаемых случаев представлены в Приложении А.

5. ГЭС Фондаря

5.1 Местоположение

ГЭС Фондаря расположена на реке Фондаря, притоке реки Зеравшан. Были предоставлены 2 исследования. Первое, проведенное SNC-Lavalin, изучило 2 альтернативы в 2006 г и второе, проведенное Fichtner, изучило 4 объекта в 2011 г. Из этих 6 объектов, объектом с самой малой себестоимостью является объект №4 Fichtner, но данный объект является относительно мелким, с установленной мощностью в 50 МВт. Вторым объектом с наименьшей себестоимостью является объект SNC-Lavalin - альтернатива-2 с установленной мощностью в 182,5 МВт. Данный объект был выбран для исследования выработки электроэнергии.

5.2 Документация

Выбранная альтернатива описана в предварительном отчете исследования SNC-Lavalin (2006). Документ содержит достаточную информацию для проведения моделирования выработки электроэнергии.

5.3 Притоки

Отчет SNC-Lavalin содержит таблицу ежемесячных притоков объекта за период с января 1965 г по декабрь 2002 г. Контрольной гидрометрической станцией является река Фондаря на Пете и сохраненный объект имеет расчетный приток в 104% расхода на гидрометрической станции. Кроме того, Гидрометрические службы Таджикистана предоставили данные по ежедневному расходу данной гидрометрической станции за период с января 2003 г по декабрь 2012 г. Таблица ежемесячных притоков представлена в Приложении В.

5.4 Характеристики ГЭС

Параметры ГЭС представлены в Таблице 3.

Таблица 3: Характеристики турбогенератора ГЭС Фондаря

Кол-во агрегатов	5
Установленная мощность агрегата (МВт)	36,5
Номинальный расход (м ³ /сек)	25
Расчетный напор (м)	158
Номинальный КПД турбины (%)	94
КПД генератора (%)	98
Электропитание вспомогательных устройств электростанции (%)	0,5
Средний КПД электростанции (%)	90

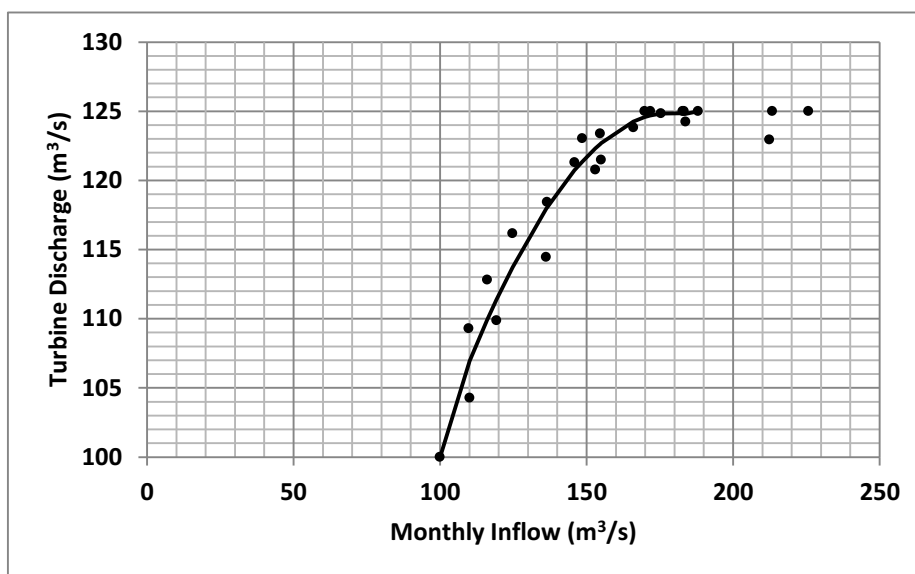
5.5 Сброс воды

Одним из недостатков в проведении моделирования выработки электроэнергии русловой гидроэлектростанции является то, что когда приток находится в пределах расхода ГЭС, то сброс воды снижается. Следовательно, выработка увеличивается потому, что, несмотря на то, что ежемесячный приток может быть пропущен через турбины, на самом деле, в некоторые дни этого



отдельного месяца, приток превышает мощность электростанции. Это снижение сброса воды может быть скорректировано в определенной степени, если последовательность ежедневных притоков существует даже за меньший период, чем последовательность ежемесячных притоков. Это случай по ГЭС Фондаря, где доступны ежедневные притоки за период с января 2003 года по декабрь 2012 года. Рисунок 1 представляет расход турбины как функция ежемесячного притока для вычисления суточного изменения. Когда ежемесячный приток меньше $100 \text{ м}^3/\text{с}$, максимальный расход турбины равняется притоку, когда приток превышает $170 \text{ м}^3/\text{с}$, максимальный расход турбины составляет мощность турбины ($125 \text{ м}^3/\text{с}$). Попутно, максимальный расход турбины является, в соответствии с кривой, квадратичным отношением ежемесячного притока и максимального расхода турбины.

Рисунок 1: Отношение между расходом турбины ГЭС Фондаря и ежемесячным притоком



5.6 Выработка электроэнергии

Расчетные показатели гарантированной (превышение 95%) выработки электроэнергии и средней электроэнергии представлены в Таблице 4. Ежемесячные показатели электроэнергии представлены в Приложении В.

Таблица 4: Выработка электроэнергии на ГЭС Фондаря

Месяц	Средние объёмы вырабатываемой энергии (ГВтч)	Коэффициент использования установленной мощности	Гарантированные объёмы вырабатываемой энергии (ГВтч)
Апр	21,6	0,16	14,0
Май	70,8	0,52	36,5
Июн	121,6	0,93	102,1
Июл	121,6	0,90	90,1
Авг	90,5	0,67	65,5
Сен	46,0	0,35	33,1
Окт	27,1	0,20	20,9
Ноя	18,8	0,14	15,5
Дек	15,6	0,11	13,3



Янв	13,5	0,10	11,9
Фев	11,5	0,09	9,8
Мар	12,6	0,09	10,3
Годовой	569	0,36	475

6. ГЭС Санобод-1

6.1 Местоположение

Объект Санобод-1 находится на верхнем участке реки Пяндж рядом с кишлаком Шидз, где также находится гидрометрическая станция Шидз.

6.2 Документы

ТЭО Санобод-1 было выполнено компаниями Stucky и «Памир Энерджи».

6.3 Приточность

Ежемесячная последовательность расхода воды на Шидз доступны с января 1967 года до мая 1995 года и суточные расходы воды с января 1983 года по декабрь 1993 года. Ежемесячный расход воды на Шидз представлен в Приложении С.

6.3 Характеристики ГЭС

Данные турбогенератора представлены в Таблице 5.

Таблица 5: Характеристики турбогенератора ГЭС Санобод-1

Кол-во агрегатов	1
Установленная мощность агрегата (МВт)	125
Номинальный расход (м ³ /сек)	130
Расчетный напор (м)	105,6
Номинальный КПД турбины (%)	0,95
КПД генератора (%)	98
Электропитание вспомогательных устройств электростанции (%)	0,5
Средний КПД электростанции (%)	90

6.4 Слив воды

ГЭС Санобод-1 была спроектирована для работы на полной или ближе к полной мощности в зимние месяцы. Хотя корректировка слива воды с учётом доступных данных суточного расхода воды не имеет важного значения и не была учтена тут.

6.5 Выработка электроэнергии

Расчетные показатели гарантированной (превышение 95%) выработки электроэнергии и средней электроэнергии представлены в Таблице 6. Ежемесячные показатели электроэнергии представлены в Приложении С.



Таблица 6: Выработка электроэнергии на ГЭС Санобод-1

Месяц	Средние объёмы вырабатываемой энергии (ГВтч)	Коэффициент использования установленной мощности	Гарантированные объёмы вырабатываемой энергии (ГВтч)
Апр	88,9	0,99	85,5
Май	92,5	1,00	92,5
Июн	89,6	1,00	89,6
Июл	92,5	1,00	92,5
Авг	92,5	1,00	92,5
Сен	89,6	1,00	89,6
Окт	92,5	1,00	92,5
Ноя	89,6	1,00	89,6
Дек	92,5	1,00	92,5
Янв	91,3	0,98	83,6
Фев	81,5	0,97	75,4
Мар	89,7	0,96	79,5
Итого	1 082	0,99	1 053

7. Айнинская ГЭС

7.1 Местонахождение

Айнинская ГЭС расположена на реке Зерафшан непосредственно ниже по течению в месте слияния с рекой Фондаря.

7.2 Документы

ТЭО Айнинской ГЭС было выполнено энергетическими и водными проектами FARAB и представлено в 2011 году.

7.3 Приточность

Айнинская ГЭС расположена между гидрометрическими станциями верховья Кушекат и низовья Дуполи. На ГЭС была подсчитана последовательность ежемесячной приточности за период с 1960 по декабрь 2008 года. Ежемесячные притоки представлены в приложении D.

7.4 Характеристики ГЭС

Характеристики Айнинской ГЭС представлены в Таблице 7.

Таблица 7: Характеристики турбогенератора на Айнинской ГЭС

Установленная мощность агрегата (МВт)	160
Номинальный расход (м ³ /сек)	239
Расчетный напор (м)	72,6
Номинальный КПД турбины (%)	0,96
КПД генератора (%)	98
Электропитание вспомогательных устройств электростанции (%)	0,5
Средний КПД электростанции (%)	90



7.5 Выработка электроэнергии

Расчётные показатели гарантированной (превышающие 95%) и средней энергии представлены в Таблице 8. Расчётные показатели ежемесячной выработки энергии представлены в Приложении D.

Таблица 8: Выработка энергии на Айнинской ГЭС

Месяц	Средние объёмы вырабатываемой э/энергии (ГВтч)	Коэффициент использования установленной мощности	Гарантированные объёмы вырабатываемой э/энергии (ГВтч)
Апр	23,4	0,20	15,2
Май	62,0	0,52	35,3
Июн	110,4	0,96	93,2
Июл	118,4	1,00	118,4
Авг	117,3	0,99	109,7
Сен	75,7	0,66	53,9
Окт	35,9	0,30	28,3
Ноя	25,2	0,22	20,3
Дек	20,0	0,17	17,8
Янв	17,9	0,15	14,8
Фев	14,4	0,13	11,8
Мар	15,8	0,13	12,6
Итого	637	0,45	579

8. Яванская ГЭС

8.1 Местонахождение

Яванская ГЭС расположена на реке Зерафшан, непосредственно перед слиянием с рекой Кштуд, приблизительно 40 км вниз по течению Айни

8.2 Документы

Было опубликовано ТЭО. В предоставленном документе не указан автор исследования и год публикации.

8.3 Приточность

Как и Айнинская ГЭС, Яванская ГЭС расположена между гидрометрическими станциями верховья Кушекат и низовья Дуполи. В ТЭО Айнинской ГЭС указано, что период записи на Дупули с января 1960 года по декабрь 1993 года и ежемесячная последовательность расхода воды на Кушекат могла продолжаться до того же периода путем корреляции. Данная последовательность не публиковалась. Согласно ТЭО Яванской ГЭС за период, средний расход воды на Дупули 154 м³/сек и 145 м³/сек на Яванской ГЭС. За аналогичный период, средний расход воды на Айнинской ГЭС составляет 142,8 м³/сек. Последовательность расхода воды на Яванской ГЭС исчислялась путем пропорционального разделения последовательности Айнинской ГЭС. Итоговая последовательность представлена в Приложении E.



8.4 Характеристики ГЭС

Характеристики Яванской ГЭС представлены в Таблице 9.

Таблица 9: Характеристики турбогенератора на Яванской ГЭС

Установленная мощность агрегата (МВт)	126
Номинальный расход (м ³ /сек)	333
Расчетный напор (м)	45,2
Электропитание вспомогательных устройств электростанции (%)	0,5
Средний КПД электростанции (%)	90

8.5 Выработка электроэнергии

В Таблице 10 представлена гарантированная (превышающая 95%) и средняя выработка электроэнергии. Таблица индивидуальных месячных энергетических расчетных данных представлена в Приложении Е.

Таблица 10: Выработка энергии на Яванской ГЭС

Месяц	Средние объёмы вырабатываемой э/энергии (ГВтч)	Коэффициент использования установленной мощности	Гарантированные объёмы вырабатываемой э/энергии (ГВтч)
Апр	14,8	0,16	9,6
Май	39,3	0,42	22,3
Июн	81,5	0,90	58,9
Июл	92,2	0,98	81,0
Авг	88,4	0,94	69,4
Сен	47,8	0,53	34,0
Окт	22,7	0,24	17,9
Ноя	15,9	0,18	12,8
Дек	12,7	0,14	11,2
Янв	11,0	0,12	9,3
Фев	8,8	0,10	7,4
Мар	9,7	0,10	8,0
Итого	451	0,41	394



Приложение А: Ежемесячные притоки и выработка электроэнергии на Нурекской ГЭС-2 Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м³/сек) (Оценочная седиментации Нурекского водохранилища в 2012 году)

Год	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	1 447,0	766,4	347,1	1 852,7	1 405,7	520,7	321,9	444,3	480,9	514,4	509,0	243,3	737,8
1933/34	328,5	397,6	356,5	1 422,3	1 560,1	751,8	321,6	444,0	479,3	512,6	503,6	374,5	621,0
1934/35	408,1	388,9	655,4	1 874,6	1 487,2	673,8	332,4	441,6	474,6	503,2	491,6	424,7	679,7
1935/36	408,3	394,6	357,0	1 297,3	1 559,3	674,8	321,3	442,3	476,0	507,4	497,1	359,7	607,9
1936/37	408,5	385,2	1 422,8	1 214,0	1 207,7	635,7	321,9	445,0	480,0	512,2	503,2	311,8	654,0
1937/38	364,5	388,7	558,7	1 694,6	1 427,5	678,6	333,4	441,7	473,5	503,4	491,3	426,8	648,6
1938/39	402,7	371,4	1 162,1	575,8	1 287,7	430,7	321,9	444,3	479,6	511,6	502,6	327,4	568,1
1939/40	341,5	389,3	353,7	1 434,6	1 405,7	536,7	320,9	443,1	477,6	509,9	500,9	346,6	588,4
1940/41	330,5	400,1	356,8	1 408,6	647,6	544,6	321,2	443,7	478,1	510,3	500,2	398,0	528,3
1941/42	406,1	370,6	1 422,8	1 440,3	1 557,2	708,8	401,4	441,5	472,1	498,6	482,6	511,5	726,1
1942/43	627,3	371,2	1 422,8	1 405,3	1 609,3	956,8	413,4	440,0	466,8	490,8	472,8	609,3	773,8
1943/44	447,3	378,0	461,0	1 794,6	1 487,2	825,8	357,4	441,3	471,6	498,4	482,5	454,2	674,9
1944/45	484,3	377,7	342,0	1 751,3	1 767,2	741,8	321,4	442,0	474,9	504,4	493,0	427,4	677,3
1945/46	399,9	369,8	1 422,8	1 351,2	1 427,5	797,9	369,4	441,3	472,8	501,9	487,8	420,0	705,2
1946/47	388,5	923,8	352,6	1 422,3	939,7	679,6	398,4	442,0	474,2	503,3	490,1	425,4	620,0
1947/48	394,7	399,9	365,2	585,8	1 407,7	649,7	321,7	444,6	480,6	515,9	512,5	195,8	522,8
1948/49	406,4	376,5	1 104,3	1 135,8	1 749,3	836,8	433,4	442,0	474,7	504,0	489,3	421,4	697,8
1949/50	389,2	1 267,4	346,4	2 022,4	1 537,2	801,8	462,4	439,6	467,3	489,8	470,3	658,7	779,4
1950/51	398,5	387,1	349,0	1 422,3	1 236,2	656,6	321,0	442,4	476,6	506,0	494,8	427,4	593,2
1951/52	413,7	395,3	359,4	568,6	1 387,7	532,7	360,4	440,8	472,4	500,3	487,2	420,2	528,2
1952/53	384,7	1 149,4	492,6	1 814,6	1 477,2	713,8	390,4	441,5	473,4	502,2	488,1	418,4	728,9
1953/54	392,2	365,1	1 422,8	1 672,3	1 275,7	682,7	374,4	441,1	470,3	495,2	477,1	582,3	720,9
1954/55	644,3	373,6	1 422,8	945,9	1 459,3	832,8	396,4	440,8	470,9	496,5	480,4	495,7	704,9
1955/56	397,2	385,1	347,8	1 301,5	1 137,6	694,6	335,4	442,2	474,4	504,0	491,4	426,6	578,2
1956/57	398,9	367,8	1 422,8	1 498,8	1 547,2	706,8	331,4	442,2	475,0	503,7	491,6	427,3	717,8
1957/58	395,3	403,2	367,1	575,8	1 097,7	375,7	321,5	442,9	477,7	508,3	497,6	432,0	491,2
1958/59	395,0	365,0	1 422,8	1 545,4	1 427,5	715,6	350,4	441,6	473,5	501,3	487,3	420,2	712,1
1959/60	391,7	368,0	1 422,8	1 003,5	1 469,3	1 104,8	455,4	441,5	472,9	501,1	487,1	421,3	711,6
1960/61	406,0	393,4	349,9	1 664,6	1 477,2	672,8	335,4	441,7	473,7	503,3	491,2	426,6	636,3
1961/62	410,9	396,3	356,8	1 422,3	906,8	872,6	327,4	442,6	476,2	507,2	497,0	414,6	585,9
1962/63	409,5	403,3	369,3	711,2	1 257,7	520,7	321,6	444,1	478,8	511,6	502,7	351,3	523,5
1963/64	409,0	390,7	347,0	1 422,3	1 290,7	536,7	320,9	442,8	476,6	506,6	498,3	402,3	587,0
1964/65	408,1	383,7	497,8	1 794,6	1 400,7	648,7	350,4	441,8	473,9	502,9	490,2	426,7	651,6
1965/66	387,7	397,8	357,3	1 417,9	523,6	490,6	321,6	443,8	478,2	510,6	501,6	370,6	516,8
1966/67	413,0	390,8	866,8	1 510,6	1 439,2	666,8	321,1	442,7	476,4	508,0	498,9	344,0	656,5
1967/68	413,0	402,2	360,8	1 350,9	874,6	685,6	321,2	443,7	477,6	508,1	500,6	369,5	559,0
1968/69	413,0	399,0	358,7	1 422,3	1 427,5	543,9	322,4	442,2	475,1	505,7	495,9	427,5	602,8
1969/70	389,7	1 219,2	959,6	2 147,6	1 824,2	859,8	471,4	439,4	466,8	489,6	470,2	638,7	864,7
1970/71	594,3	373,8	1 422,8	748,5	1 427,5	908,5	386,4	441,7	474,4	502,9	490,4	425,4	683,0
1971/72	405,9	393,5	350,0	1 422,3	1 427,5	512,5	322,5	446,2	483,5	518,8	516,4	153,2	579,4
1972/73	344,5	397,5	358,9	641,3	1 195,7	555,7	321,1	442,8	477,4	509,2	502,6	305,3	504,3
1973/74	409,0	379,8	1 422,8	1 744,1	1 723,2	1 024,8	320,8	442,1	475,8	506,5	496,4	372,4	776,5
1974/75	370,5	404,3	371,2	690,5	973,7	346,7	322,5	446,6	483,8	518,1	512,8	223,1	472,0
1975/76	413,3	398,9	359,5	1 384,5	970,6	618,6	321,6	444,4	480,4	513,0	505,7	259,4	555,8
1976/77	411,3	391,9	352,8	1 422,3	1 017,9	572,6	321,5	443,6	478,7	513,1	507,8	293,9	560,6



Приложение А: Ежемесячные притоки и выработка электроэнергии на Нурекской ГЭС-2 Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м³/сек) (Оценочная седиментации Нурекского водохранилища в 2012 году)

Год	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1977/78	374,5	404,3	361,9	1 422,3	1 182,5	645,6	321,5	443,6	478,3	511,0	504,0	275,3	577,1
1978/79	413,1	398,9	351,8	1 853,2	1 448,2	737,8	320,9	443,0	476,9	507,9	497,5	359,0	650,7
1979/80	411,0	399,7	362,1	1 422,3	1 330,2	484,7	321,2	442,4	475,3	505,5	495,1	399,5	587,4
1980/81	406,6	377,4	1 422,8	1 116,8	1 367,7	618,7	342,4	442,4	475,6	505,1	494,4	431,3	666,8
1981/82	407,5	381,3	340,7	1 430,0	1 185,7	451,7	320,9	442,8	476,7	508,0	498,3	350,4	566,2
1982/83	413,8	394,6	357,1	626,5	1 330,7	417,7	321,2	443,4	478,3	510,2	501,5	306,4	508,5
1983/84	412,5	396,2	357,2	1 393,9	1 155,6	621,6	320,8	442,3	476,5	507,8	499,7	358,7	578,6
1984/85	413,7	398,8	350,3	1 548,1	1 708,2	616,8	321,1	441,8	474,5	502,3	489,6	423,9	640,8
1985/86	401,8	379,7	426,5	1 720,6	1 402,7	517,7	321,2	443,5	477,6	509,7	500,7	325,8	619,0
1986/87	297,5	407,7	377,6	597,9	1 201,7	534,7	324,4	442,0	476,0	507,4	497,4	432,6	508,1
1987/88	409,7	384,5	748,4	1 561,6	1 550,2	863,8	459,4	441,1	471,2	498,2	482,2	426,5	691,4
1988/89	653,3	370,8	1 422,8	1 691,6	1 444,2	743,8	369,4	441,7	474,7	505,3	494,8	383,3	749,6
1989/90	309,5	407,3	378,3	358,5	1 024,9	428,7	321,2	443,4	477,0	508,4	497,8	411,2	463,9
1990/91	371,5	389,6	686,0	1 422,3	1 243,6	792,7	405,4	440,7	472,2	499,0	484,8	419,6	635,6
1991/92	399,1	380,1	453,0	1 422,3	1 267,0	789,7	361,4	442,3	474,7	503,6	490,3	427,3	617,6
1992/93	401,0	366,0	1 422,8	1 833,5	1 874,2	712,8	360,4	441,7	473,8	502,8	492,1	430,2	775,9
1993/94	404,9	375,2	1 422,8	1 353,6	1 427,5	628,6	367,4	441,3	472,1	496,8	481,8	445,5	693,1
1994/95	462,3	370,1	1 422,8	2 016,0	1 741,2	681,8	341,4	441,8	473,3	501,2	487,3	421,0	780,0
1995/96	399,7	383,1	348,1	1 422,3	1 306,8	610,6	332,4	443,1	476,8	506,4	491,4	422,1	595,2
1996/97	397,2	377,6	394,1	1 422,3	1 204,5	754,6	390,4	440,1	467,5	488,8	466,9	663,4	622,3
1997/98	426,3	382,8	349,5	1 422,3	840,4	807,6	397,4	440,0	468,8	490,5	468,4	691,4	598,8
1998/99	826,3	364,9	1 422,8	1 930,8	1 487,2	867,8	452,4	439,4	464,7	482,8	458,9	881,2	839,9
1999/00	460,3	373,7	1 149,0	754,8	1 427,5	738,8	362,4	440,9	471,6	499,7	489,0	425,5	632,8
2000/01	402,0	376,9	999,2	598,8	1 280,7	637,7	321,3	442,9	476,4	506,8	497,6	366,0	575,5
2001/02	411,5	390,0	385,9	1 422,3	1 060,1	387,7	321,3	443,3	476,4	506,8	496,2	430,7	561,0
2002/03	397,8	365,2	1 422,8	1 422,3	1 535,0	743,8	406,4	441,8	473,5	502,0	489,1	425,7	718,8
2003/04	397,1	372,9	1 422,8	1 121,7	1 305,7	605,7	323,0	441,8	474,3	503,5	492,0	425,2	657,2
2004/05	394,2	365,8	1 422,8	1 038,0	1 298,7	554,7	333,4	441,7	473,5	500,7	489,2	437,9	645,9
2005/06	534,3	377,2	1 422,8	1 422,3	1 326,5	622,7	335,4	441,6	475,0	505,4	493,8	430,1	698,9
2006/07	406,6	374,2	1 344,3	776,8	1 525,3	699,8	323,0	442,1	475,1	506,6	499,4	434,2	650,6
2007/08	394,7	1 080,6	345,9	1 422,3	1 244,9	711,7	321,4	443,2	478,2	512,9	509,9	327,1	649,4
2008/09	413,4	391,9	499,1	1 422,3	1 136,0	571,6	321,3	443,5	477,6	512,5	507,4	361,7	588,2
2009/10	408,9	379,3	1 305,2	890,8	1 427,5	576,5	359,4	442,1	474,0	502,3	488,8	432,9	640,6
2010/11	797,3	366,4	1 422,8	1 618,9	1 745,2	785,8	401,4	440,9	472,0	499,2	486,5	423,9	788,4
2011/12	400,5	374,3	1 186,7	753,8	1 475,3	781,8	336,4	440,3	471,2	498,5	487,1	425,5	635,9
Мин.	297,5	364,9	340,7	358,5	523,6	346,7	320,8	439,4	464,7	482,8	458,9	153,2	463,9
Среднее	435,4	435,9	760,1	1 332,6	1 345,7	665,6	350,3	442,3	475,0	504,5	493,0	413,0	637,8
Макс.	1 447,0	1 267,4	1 422,8	2 147,6	1 874,2	1 104,8	471,4	446,6	483,8	518,8	516,4	881,2	864,7



Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м³/сек) (Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2022 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	1 447,0	353,2	1 374,2	1 281,6	1 394,9	524,1	308,8	444,6	438,7	494,3	489,1	229,1	731,6
1933/34	328,7	379,8	337,2	1 492,9	1 637,4	752,0	308,2	443,6	437,2	491,9	482,3	363,0	621,2
1934/35	390,8	369,0	805,0	1 874,9	1 487,4	674,0	332,4	442,8	433,6	483,9	471,4	407,6	681,1
1935/36	392,1	376,5	337,0	1 437,2	1 567,4	675,0	308,3	442,4	434,1	486,8	476,5	347,1	606,7
1936/37	397,0	366,3	1 422,8	1 352,8	1 204,9	639,1	308,4	444,5	437,7	491,7	482,7	299,6	654,0
1937/38	364,7	371,0	688,4	1 695,0	1 427,5	678,7	333,4	442,4	433,2	484,3	472,3	410,2	650,1
1938/39	386,7	353,6	1 256,0	611,5	1 284,9	434,1	308,6	444,5	437,3	491,3	481,8	314,6	567,1
1939/40	341,7	371,6	483,4	1 434,9	1 402,7	540,1	313,4	442,9	436,6	490,1	480,1	327,2	588,7
1940/41	330,7	382,2	337,0	1 422,3	781,5	544,9	308,2	444,0	436,4	489,7	479,8	384,0	528,4
1941/42	388,1	351,7	1 422,8	1 578,9	1 557,4	709,0	401,4	441,7	431,2	479,3	462,6	508,1	727,7
1942/43	627,5	355,4	1 422,8	1 495,3	1 617,4	957,0	413,4	440,3	426,2	471,4	452,8	605,6	773,8
1943/44	447,5	361,7	1 237,7	1 151,6	1 479,6	826,0	357,4	441,9	430,8	478,5	462,1	452,0	677,2
1944/45	484,5	361,7	969,9	1 251,5	1 759,7	742,0	310,4	441,9	433,3	483,9	471,5	407,9	676,5
1945/46	381,4	350,7	1 422,8	1 493,0	1 427,5	804,8	369,4	442,3	432,0	482,1	467,3	401,9	706,3
1946/47	371,8	979,5	336,9	1 422,3	1 013,4	679,9	398,4	442,7	433,6	484,0	470,0	407,5	620,0
1947/48	382,6	382,3	345,4	730,5	1 404,9	653,1	308,4	444,5	438,5	495,3	492,4	183,4	521,8
1948/49	388,9	357,1	1 216,7	1 171,5	1 749,6	837,0	433,4	442,3	434,2	484,2	469,7	403,3	699,0
1949/50	371,9	1 323,2	362,2	2 064,9	1 537,4	802,0	462,4	440,9	426,9	470,6	449,6	654,2	780,5
1950/51	383,0	369,7	330,6	1 422,3	1 427,5	588,8	308,1	443,0	434,8	485,3	473,8	412,6	590,0
1951/52	396,8	375,9	338,3	1 128,3	905,0	625,9	360,4	441,5	431,7	481,3	466,9	401,9	529,5
1952/53	367,4	1 205,6	552,1	1 814,9	1 477,4	714,0	390,4	442,5	432,7	482,1	468,1	410,5	729,8
1953/54	464,5	354,0	1 422,8	1 701,2	1 272,7	686,1	374,4	441,6	429,5	475,0	457,1	579,3	721,5
1954/55	644,5	357,3	1 422,8	1 044,6	1 459,6	833,0	396,4	441,9	429,9	477,1	460,3	491,6	704,9
1955/56	381,6	367,9	329,2	1 416,9	1 155,0	694,9	335,4	442,7	433,8	484,5	472,5	408,9	577,0
1956/57	382,3	350,0	1 422,8	1 628,8	1 547,4	707,0	331,4	442,7	434,0	484,5	471,8	409,4	717,7
1957/58	383,2	385,4	347,6	720,3	1 094,9	379,1	308,3	442,9	436,1	488,2	476,4	412,5	489,6
1958/59	377,2	864,3	462,1	2 104,9	1 427,5	716,6	350,4	442,6	432,2	481,2	468,0	402,5	710,8
1959/60	374,8	349,9	1 422,8	1 134,7	1 469,6	1 105,0	455,4	442,2	431,3	481,2	467,0	402,7	711,4
1960/61	389,6	374,7	363,4	1 784,9	1 477,4	673,0	335,4	442,2	433,0	483,4	471,1	409,0	636,4
1961/62	395,3	378,2	337,0	1 422,3	1 055,3	872,9	327,4	443,0	435,5	488,1	477,5	384,3	584,7
1962/63	397,2	384,7	348,1	870,6	1 254,9	524,1	308,4	444,6	437,2	491,4	482,6	336,8	523,4
1963/64	391,8	371,6	484,1	1 425,9	1 302,7	540,1	313,4	442,6	435,2	486,9	477,4	383,4	587,9
1964/65	391,3	364,1	1 321,6	1 151,6	1 389,9	652,1	350,4	442,6	433,3	483,6	470,6	409,5	655,0
1965/66	374,3	380,0	337,3	1 422,3	666,9	490,9	308,6	444,1	437,0	490,0	480,9	356,6	515,7
1966/67	396,6	371,8	1 014,4	1 511,0	1 439,4	667,0	316,4	443,3	435,1	487,9	479,2	320,0	656,8
1967/68	396,6	382,8	339,9	1 422,3	969,8	685,9	308,2	443,5	435,6	487,8	479,7	357,2	559,1
1968/69	395,9	380,0	337,6	1 528,1	1 438,4	597,0	322,4	443,1	434,6	486,4	477,1	409,6	604,2
1969/70	373,1	1 272,3	1 019,0	2 148,0	1 824,4	860,0	471,4	440,2	426,0	470,4	450,2	634,5	865,8
1970/71	594,5	357,4	1 422,8	847,4	1 427,5	909,4	386,4	442,5	433,5	483,2	470,4	408,0	681,9
1971/72	389,7	375,3	416,1	1 449,9	1 452,4	534,0	309,1	446,4	442,0	498,9	497,1	138,8	579,1
1972/73	344,7	380,0	339,4	1 179,6	713,0	648,9	309,4	443,0	435,7	488,8	482,0	290,3	504,6
1973/74	391,8	360,7	1 422,8	1 888,1	1 723,4	1 025,0	315,4	442,8	434,8	486,8	476,8	348,2	776,4
1974/75	370,7	387,0	350,8	835,6	970,9	350,1	309,2	446,9	442,0	498,1	492,9	208,8	471,9
1975/76	396,6	379,7	338,8	1 422,3	1 098,8	618,9	308,8	444,4	438,4	492,3	485,4	246,6	555,9
1976/77	394,6	372,5	332,3	1 422,3	1 264,0	483,1	308,5	443,9	437,2	492,9	487,9	279,1	559,9



Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м³/сек) (Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2022 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1977/78	374,7	387,2	342,5	1 463,2	1 374,7	556,1	308,3	443,7	436,7	490,6	483,4	261,6	576,9
1978/79	396,2	379,0	407,4	1 943,9	1 448,4	738,0	313,4	443,1	435,2	487,3	477,4	339,5	650,7
1979/80	393,7	380,1	341,3	1 535,9	1 382,7	488,1	314,4	442,5	434,2	485,8	474,4	379,1	587,7
1980/81	389,0	358,7	1 422,8	1 261,1	1 364,9	622,1	342,4	442,8	434,5	485,8	474,9	408,7	667,3
1981/82	391,3	363,0	1 070,7	868,6	1 174,9	455,1	313,4	442,6	435,2	487,7	478,2	330,6	567,6
1982/83	396,4	375,1	335,9	1 185,4	848,1	510,8	308,2	443,4	436,4	489,7	481,2	292,9	508,6
1983/84	397,0	377,2	336,5	1 422,3	1 292,1	621,9	315,4	443,0	435,0	488,4	479,2	336,2	578,7
1984/85	396,8	379,5	478,5	1 567,9	1 708,4	617,0	316,4	442,5	433,4	482,9	469,3	406,2	641,6
1985/86	384,5	360,6	1 243,4	1 077,5	1 391,9	521,1	310,2	443,8	436,0	489,7	479,9	309,8	620,7
1986/87	297,7	390,6	357,5	742,6	1 198,9	538,1	324,4	442,6	435,2	487,5	477,9	404,6	508,2
1987/88	392,2	365,2	1 422,8	1 063,7	1 542,7	864,0	459,4	441,6	430,4	478,5	461,6	424,4	695,5
1988/89	653,5	355,1	1 422,8	1 788,7	1 444,4	744,0	369,4	442,4	434,0	485,5	475,2	353,5	747,4
1989/90	309,7	390,0	358,6	428,1	1 096,9	432,1	308,4	443,7	435,7	488,2	476,9	396,8	463,8
1990/91	371,7	372,1	815,6	1 422,3	1 241,9	796,1	405,4	441,7	431,0	480,0	465,2	401,7	637,1
1991/92	382,3	361,2	1 263,3	751,5	1 289,9	793,1	361,4	442,8	434,0	483,6	470,8	409,6	620,3
1992/93	384,1	348,3	1 422,8	1 959,4	1 874,4	713,0	360,4	442,4	432,6	484,0	471,9	406,8	775,0
1993/94	387,7	356,4	1 422,8	1 483,1	1 427,5	637,2	367,4	442,1	431,0	477,4	461,4	442,4	694,7
1994/95	462,5	353,7	1 422,8	2 113,5	1 741,4	682,0	341,4	441,9	432,3	481,1	467,5	403,0	778,6
1995/96	383,0	363,8	328,8	1 447,1	1 427,5	609,6	332,4	443,6	435,5	486,4	471,9	404,2	594,5
1996/97	380,1	358,6	1 206,7	594,5	1 427,5	702,6	390,4	440,5	426,3	469,1	446,5	660,8	625,3
1997/98	426,5	366,3	331,5	1 422,3	956,8	807,9	397,4	441,1	428,1	470,8	447,7	687,8	598,7
1998/99	826,5	349,2	1 422,8	2 025,6	1 487,4	868,0	452,4	440,1	424,0	463,5	438,6	877,4	839,6
1999/00	460,5	357,6	1 213,8	790,5	1 427,5	740,1	362,4	441,8	430,9	480,3	468,7	408,3	631,9
2000/01	385,9	358,5	1 097,0	634,5	1 277,9	641,1	309,2	443,0	434,5	485,9	477,5	351,9	574,7
2001/02	394,4	370,6	534,6	1 422,3	1 057,8	391,1	308,3	443,4	434,5	486,2	474,7	411,1	560,8
2002/03	379,1	346,2	1 422,8	1 491,0	1 621,4	744,0	406,4	442,6	433,1	482,5	469,7	408,6	720,6
2003/04	380,9	354,9	1 422,8	1 250,4	1 302,9	609,1	320,4	442,3	433,3	483,5	471,8	406,9	656,6
2004/05	376,9	347,4	1 422,8	1 422,3	964,6	647,9	333,4	442,5	432,6	480,9	469,6	434,2	647,9
2005/06	534,5	360,5	1 422,8	1 519,0	1 333,7	626,1	335,4	442,8	433,5	485,7	474,2	410,4	698,2
2006/07	390,5	355,5	1 422,8	835,3	1 525,6	700,0	320,4	442,4	433,8	486,4	479,4	417,5	650,8
2007/08	378,0	1 138,5	402,2	1 422,3	1 245,1	715,1	308,0	443,7	436,5	492,5	489,7	313,8	648,8
2008/09	396,2	372,6	647,8	1 422,3	1 138,1	571,8	308,1	443,6	436,4	491,7	486,9	348,1	588,6
2009/10	392,3	359,8	1 416,9	926,6	1 427,5	576,6	359,4	442,3	433,0	482,6	468,4	430,4	643,0
2010/11	797,5	350,4	1 422,8	1 715,0	1 745,4	786,0	401,4	441,4	431,3	480,5	466,7	406,0	787,0
2011/12	383,8	355,5	1 284,7	789,5	1 475,7	782,0	336,4	441,3	430,4	479,4	466,7	408,1	636,1
2012/13													



Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м3/сек)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2032 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	1 447,0	338,7	1 348,7	1 319,8	1 392,3	527,4	291,9	423,6	414,3	467,6	462,3	223,1	721,4
1933/34	329,0	357,2	313,0	1 657,8	1 637,6	752,1	301,5	423,4	413,2	465,2	456,5	344,7	620,9
1934/35	368,6	344,1	975,7	1 875,3	1 487,6	674,1	332,5	422,5	409,9	458,0	445,5	384,1	681,5
1935/36	369,9	351,9	312,1	1 623,9	1 567,6	675,1	300,5	422,2	410,2	460,4	450,1	330,9	606,2
1936/37	375,5	342,9	1 422,8	1 507,0	1 209,9	642,4	291,9	423,6	413,2	464,5	455,0	294,7	653,6
1937/38	365,0	349,4	1 422,8	1 135,0	1 427,5	671,0	333,5	421,9	409,7	458,6	446,2	387,3	652,3
1938/39	364,5	330,2	1 382,9	649,9	1 282,3	437,4	291,9	423,6	413,4	463,8	454,0	309,4	566,9
1939/40	342,0	349,8	1 264,7	829,8	1 392,3	543,4	313,5	422,8	412,9	463,9	455,3	301,2	591,0
1940/41	331,0	360,3	357,5	1 422,3	901,3	545,2	292,2	423,1	412,2	462,5	452,6	378,0	528,2
1941/42	366,3	328,4	1 551,5	1 622,5	1 557,6	709,1	401,5	422,2	407,6	453,4	437,1	509,6	730,6
1942/43	627,8	335,2	1 422,8	1 604,5	1 617,6	957,1	413,5	420,3	402,7	445,7	427,0	607,5	773,5
1943/44	447,8	341,3	1 312,8	1 189,9	1 480,0	826,1	357,5	421,6	407,5	452,4	436,5	454,9	677,4
1944/45	484,8	340,9	1 045,4	1 289,9	1 760,0	742,1	310,5	422,1	409,3	458,3	446,4	384,7	674,5
1945/46	358,7	327,0	1 422,8	1 652,9	1 427,6	809,1	369,5	422,0	408,7	456,0	441,7	378,7	706,2
1946/47	348,8	1 054,7	317,1	1 422,3	1 094,9	680,2	398,5	422,5	409,7	458,1	444,6	384,0	619,6
1947/48	374,2	359,2	320,4	1 278,6	942,9	743,2	292,1	423,8	414,3	468,6	466,5	176,4	521,7
1948/49	367,0	333,3	1 346,7	1 209,8	1 750,0	837,1	433,5	422,5	411,0	458,8	444,6	380,1	699,5
1949/50	349,5	1 396,2	427,0	2 065,3	1 537,6	802,1	462,5	420,8	403,8	445,1	423,9	655,6	782,5
1950/51	363,3	347,6	403,6	1 422,3	1 427,5	639,7	304,5	422,7	410,8	459,5	447,3	389,5	586,5
1951/52	375,0	351,1	312,8	1 301,8	922,9	626,2	360,5	421,6	407,9	455,1	441,8	377,9	529,5
1952/53	345,0	1 281,7	617,1	1 815,3	1 477,6	714,1	390,5	422,2	409,5	456,9	443,0	411,3	732,0
1953/54	464,8	333,7	1 422,8	1 811,2	1 269,9	689,4	374,5	421,5	406,1	449,9	431,6	580,3	721,3
1954/55	644,8	336,8	1 422,8	1 154,3	1 460,0	833,1	396,5	421,7	406,7	451,8	434,9	492,7	704,7
1955/56	361,5	345,4	424,3	1 422,3	1 192,1	695,2	335,5	422,7	410,2	458,3	446,3	385,8	575,0
1956/57	360,1	326,4	1 422,8	1 790,1	1 547,6	707,1	331,5	422,7	410,8	459,0	446,4	386,5	717,6
1957/58	375,6	362,7	322,2	1 266,1	632,8	469,2	303,5	423,2	412,1	461,9	451,4	389,4	489,2
1958/59	354,4	943,9	527,1	2 105,3	1 427,5	717,0	350,5	422,0	408,8	455,6	442,0	378,2	711,0
1959/60	351,8	854,8	517,1	1 635,3	1 477,6	1 105,1	455,5	421,9	408,5	455,2	441,3	379,3	708,6
1960/61	367,1	349,9	531,8	1 785,3	1 477,6	673,1	335,5	422,2	410,0	458,0	445,6	386,2	636,9
1961/62	374,4	353,9	312,3	1 422,3	1 312,3	786,4	327,5	422,6	412,2	461,9	452,1	358,0	583,0
1962/63	375,9	359,3	321,9	1 422,3	809,3	614,2	291,8	423,5	412,8	463,9	455,0	332,1	523,5
1963/64	370,1	346,3	654,8	1 426,3	1 299,9	543,4	313,5	422,8	411,5	461,3	453,1	356,0	588,3
1964/65	368,5	339,5	1 422,8	1 219,3	1 387,3	655,4	350,5	422,4	410,2	457,6	445,1	386,7	655,4
1965/66	370,2	357,5	313,9	1 422,3	827,2	491,2	292,1	423,3	412,0	463,4	453,5	350,9	514,8
1966/67	374,8	347,2	1 422,8	1 422,3	1 320,8	654,2	316,5	423,1	411,8	462,7	454,4	291,9	658,5
1967/68	374,8	357,8	326,3	1 422,3	1 145,7	686,2	292,2	422,8	410,8	461,0	452,3	352,2	558,7
1968/69	374,2	354,8	322,1	1 708,3	1 438,6	597,1	322,5	422,5	410,7	461,1	451,7	386,7	604,2
1969/70	351,0	1 346,3	1 084,0	2 148,3	1 824,6	860,1	471,5	432,7	403,4	445,7	425,7	621,4	867,9
1970/71	594,8	336,8	1 422,8	956,9	1 427,5	909,8	386,5	422,2	409,4	457,6	444,6	384,6	679,5
1971/72	367,6	350,3	584,3	1 450,3	1 452,6	534,1	292,3	425,8	416,9	471,7	466,2	138,1	579,2
1972/73	345,0	357,6	314,9	1 326,8	730,8	649,2	309,5	422,6	412,2	463,5	456,9	262,9	504,3
1973/74	370,0	336,9	1 422,8	2 048,1	1 723,6	1 025,1	315,5	422,7	411,2	461,2	451,9	320,8	775,8
1974/75	371,0	364,7	325,7	1 377,6	508,9	440,2	292,4	425,5	416,9	470,8	466,6	203,9	472,0
1975/76	374,8	355,0	313,4	1 422,3	1 284,0	619,2	291,8	423,8	413,9	465,5	459,2	240,9	555,3
1976/77	373,2	347,6	326,5	1 516,3	1 339,9	486,4	294,5	422,6	412,8	465,9	461,2	270,7	559,8



Регулируемый расход воды на Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (м3/сек)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2032 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1977/78	375,0	364,9	318,4	1 627,6	1 371,9	559,4	303,5	423,1	412,5	464,3	457,9	241,4	576,7
1978/79	374,8	354,0	577,6	1 944,3	1 448,6	738,1	313,5	422,6	411,7	462,1	451,9	312,6	651,0
1979/80	372,3	355,3	315,7	1 725,1	1 379,9	491,4	314,5	422,2	410,9	459,8	448,8	353,5	587,5
1980/81	367,0	334,3	1 422,8	1 422,3	1 354,1	625,4	342,5	422,7	410,8	460,4	449,1	382,1	666,1
1981/82	369,2	338,3	1 202,0	906,9	1 172,3	458,4	313,5	422,8	411,6	462,1	452,8	303,4	567,8
1982/83	375,2	350,7	311,3	1 355,4	865,9	511,2	292,2	422,8	411,8	462,9	453,9	286,5	508,3
1983/84	375,5	352,5	311,1	1 422,3	1 458,1	635,1	315,5	422,6	411,8	462,7	454,4	309,5	577,6
1984/85	375,2	354,3	649,1	1 568,3	1 708,6	617,1	316,5	422,2	409,5	456,7	443,2	382,3	641,9
1985/86	361,9	336,5	1 373,1	1 116,0	1 389,2	524,4	307,5	422,9	412,4	463,0	454,2	287,6	620,7
1986/87	298,0	368,4	332,4	908,2	1 196,3	541,4	324,5	422,8	411,6	462,3	452,4	377,2	507,9
1987/88	370,5	340,7	1 422,8	1 422,3	1 368,9	851,2	459,5	421,5	406,9	452,4	436,0	427,4	698,4
1988/89	653,8	334,9	1 422,8	1 894,1	1 444,6	744,1	369,5	422,9	410,9	460,1	450,6	324,6	744,4
1989/90	310,0	368,1	332,9	593,8	1 094,3	435,4	297,5	423,0	411,5	461,1	449,9	384,9	463,5
1990/91	372,0	350,1	1 422,8	890,7	1 328,3	799,4	405,5	421,8	407,6	454,4	439,3	377,7	639,1
1991/92	359,7	337,1	1 391,3	789,8	1 287,3	796,4	361,5	422,5	410,5	458,3	445,0	386,9	620,5
1992/93	362,2	325,5	1 538,2	2 011,5	1 874,6	713,1	360,5	421,9	408,9	457,8	446,5	380,8	775,1
1993/94	365,6	332,4	1 422,8	1 646,3	1 427,5	637,4	367,5	421,8	407,7	451,6	435,4	444,6	696,7
1994/95	462,8	333,3	1 422,8	2 217,7	1 741,6	682,1	341,5	422,1	409,2	455,9	442,0	379,2	775,9
1995/96	360,4	340,0	997,3	970,9	1 427,5	601,1	332,5	423,4	412,4	460,8	446,0	380,3	596,0
1996/97	357,7	334,5	1 335,5	632,9	1 427,5	703,1	390,5	420,7	403,2	443,7	420,8	661,7	627,6
1997/98	426,8	345,6	309,6	1 422,3	1 086,6	808,2	397,5	420,7	404,6	444,9	422,1	690,2	598,3
1998/99	826,8	329,3	1 460,6	2 101,5	1 487,6	868,1	452,5	434,7	401,5	439,3	414,4	861,2	839,8
1999/00	460,8	337,0	1 289,0	828,8	1 427,5	740,8	362,5	421,9	407,2	454,9	443,2	384,8	629,9
2000/01	363,8	334,4	1 224,7	672,9	1 275,3	644,4	306,5	423,0	411,3	460,1	451,9	327,6	574,6
2001/02	372,9	346,1	1 340,4	770,8	1 098,3	394,4	300,5	422,9	410,9	459,5	448,5	387,0	562,7
2002/03	355,9	1 027,3	645,1	1 710,3	1 621,6	744,1	406,5	422,4	409,2	456,7	444,5	384,8	719,0
2003/04	358,5	739,7	642,1	1 748,3	1 307,9	612,4	320,5	422,5	409,9	457,7	446,9	383,6	654,2
2004/05	353,9	965,1	594,1	1 486,3	1 300,9	561,4	333,5	422,2	409,1	455,0	444,2	436,3	646,8
2005/06	534,8	340,5	1 422,8	1 627,9	1 330,9	629,4	335,5	422,5	410,6	460,4	448,9	382,5	695,6
2006/07	368,2	332,3	1 422,8	997,5	1 526,0	700,1	320,5	422,0	410,2	460,6	454,6	394,3	650,8
2007/08	356,0	1 212,3	467,1	1 422,3	1 241,5	718,4	295,5	423,1	411,8	465,4	463,5	304,0	648,4
2008/09	374,7	348,1	1 422,8	679,4	1 380,3	485,4	292,5	422,8	412,1	465,0	460,6	340,0	590,3
2009/10	370,1	336,3	1 422,8	1 084,9	1 427,5	575,8	359,5	422,7	409,6	456,8	442,8	431,7	645,0
2010/11	797,8	330,6	1 424,9	1 823,5	1 745,6	786,1	401,5	421,5	407,9	454,5	441,3	382,5	784,8
2011/12	361,3	331,8	1 411,7	827,8	1 476,0	782,1	336,5	421,2	406,6	453,0	441,2	384,9	636,2



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2012 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	71,6	72,4	31,7	74,0	74,0	47,6	30,4	40,6	45,4	48,6	43,4	23,0	603
1933/34	30,0	37,6	32,6	74,0	74,0	68,8	30,4	40,6	45,3	48,4	43,0	35,4	560
1934/35	37,3	36,7	59,9	74,0	74,0	61,6	31,4	40,4	44,8	47,5	42,0	40,1	590
1935/36	37,3	37,3	32,6	74,0	74,0	61,7	30,4	40,4	45,0	47,9	43,9	34,0	559
1936/37	37,4	36,4	71,6	74,0	74,0	58,1	30,4	40,7	45,4	48,4	42,9	29,5	589
1937/38	33,3	36,7	51,1	74,0	74,0	62,1	31,5	40,4	44,7	47,6	41,9	40,3	578
1938/39	36,8	35,1	71,6	54,4	74,0	39,4	30,4	40,6	45,3	48,3	42,9	30,9	550
1939/40	31,2	36,8	32,3	74,0	74,0	49,1	30,3	40,5	45,1	48,2	44,3	32,8	539
1940/41	30,2	37,8	32,6	74,0	61,2	49,8	30,4	40,6	45,2	48,2	42,7	37,6	530
1941/42	37,1	35,0	71,6	74,0	74,0	64,8	37,9	40,4	44,6	47,1	41,2	48,3	616
1942/43	57,4	35,1	71,6	74,0	74,0	71,6	39,1	40,2	44,1	46,4	40,4	57,6	651
1943/44	40,9	35,7	42,2	74,0	74,0	71,6	33,8	40,4	44,6	47,1	42,7	42,9	590
1944/45	44,3	35,7	31,3	74,0	74,0	67,8	30,4	40,4	44,9	47,7	42,1	40,4	573
1945/46	36,6	34,9	71,6	74,0	74,0	71,6	34,9	40,4	44,7	47,4	41,6	39,7	612
1946/47	35,5	74,0	32,2	74,0	74,0	62,1	37,6	40,4	44,8	47,6	41,8	40,2	604
1947/48	36,1	37,8	33,4	55,4	74,0	59,4	30,4	40,7	45,4	48,7	45,3	18,5	525
1948/49	37,2	35,6	71,6	74,0	74,0	71,6	40,9	40,4	44,9	47,6	41,8	39,8	620
1949/50	35,6	74,0	31,7	74,0	74,0	71,6	43,7	40,2	44,2	46,3	40,1	62,2	638
1950/51	36,4	36,6	31,9	74,0	74,0	60,0	30,3	40,5	45,0	47,8	42,2	40,4	559
1951/52	37,8	37,4	32,9	53,7	74,0	48,7	34,1	40,3	44,6	47,3	43,1	39,7	534
1952/53	35,2	74,0	45,0	74,0	74,0	65,3	36,9	40,4	44,7	47,5	41,7	39,5	618
1953/54	35,9	34,5	71,6	74,0	74,0	62,4	35,4	40,3	44,4	46,8	40,7	55,0	615
1954/55	58,9	35,3	71,6	74,0	74,0	71,6	37,5	40,3	44,5	46,9	41,0	46,8	643
1955/56	36,3	36,4	31,8	74,0	74,0	63,5	31,7	40,4	44,8	47,6	43,4	40,3	564
1956/57	36,5	34,8	71,6	74,0	74,0	64,6	31,3	40,4	44,9	47,6	42,0	40,4	602
1957/58	36,1	38,1	33,6	54,4	74,0	34,4	30,4	40,5	45,1	48,0	42,5	40,8	518
1958/59	36,1	34,5	71,6	74,0	74,0	65,4	33,1	40,4	44,7	47,4	41,6	39,7	603
1959/60	35,8	34,8	71,6	74,0	74,0	71,6	43,0	40,4	44,7	47,3	43,1	39,8	620
1960/61	37,1	37,2	32,0	74,0	74,0	61,5	31,7	40,4	44,8	47,6	41,9	40,3	563
1961/62	37,6	37,4	32,6	74,0	74,0	71,6	30,9	40,5	45,0	47,9	42,4	39,2	573
1962/63	37,4	38,1	33,8	67,2	74,0	47,6	30,4	40,6	45,2	48,3	42,9	33,2	539
1963/64	37,4	36,9	31,7	74,0	74,0	49,1	30,3	40,5	45,0	47,9	44,0	38,0	549
1964/65	37,3	36,3	45,5	74,0	74,0	59,3	33,1	40,4	44,8	47,5	41,8	40,3	574
1965/66	35,4	37,6	32,7	74,0	49,5	44,9	30,4	40,6	45,2	48,3	42,8	35,0	516
1966/67	37,8	36,9	71,6	74,0	74,0	61,0	30,3	40,5	45,0	48,0	42,6	32,5	594
1967/68	37,8	38,0	33,0	74,0	74,0	62,7	30,4	40,6	45,1	48,0	44,3	34,9	563
1968/69	37,8	37,7	32,8	74,0	74,0	49,7	30,5	40,4	44,9	47,8	42,3	40,4	552
1969/70	35,6	74,0	71,6	74,0	74,0	71,6	44,5	40,2	44,1	46,3	40,1	60,4	677
1970/71	54,3	35,3	71,6	70,7	74,0	71,6	36,5	40,4	44,8	47,5	41,9	40,2	629
1971/72	37,1	37,2	32,0	74,0	74,0	46,9	30,5	40,8	45,7	49,0	45,6	14,5	527
1972/73	31,5	37,6	32,8	60,6	74,0	50,8	30,3	40,5	45,1	48,1	42,9	28,8	523
1973/74	37,4	35,9	71,6	74,0	74,0	71,6	30,3	40,4	45,0	47,9	42,4	35,2	606
1974/75	33,9	38,2	33,9	65,2	74,0	31,7	30,5	40,8	45,7	49,0	43,8	21,1	508
1975/76	37,8	37,7	32,9	74,0	74,0	56,6	30,4	40,6	45,4	48,5	44,7	24,5	547
1976/77	37,6	37,0	32,3	74,0	74,0	52,4	30,4	40,6	45,2	48,5	43,3	27,8	543



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2012 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1977/78	34,2	38,2	33,1	74,0	74,0	59,0	30,4	40,6	45,2	48,3	43,0	26,0	546
1978/79	37,8	37,7	32,2	74,0	74,0	67,5	30,3	40,5	45,1	48,0	42,5	33,9	563
1979/80	37,6	37,8	33,1	74,0	74,0	44,3	30,3	40,5	44,9	47,8	43,8	37,8	546
1980/81	37,2	35,7	71,6	74,0	74,0	56,6	32,4	40,5	44,9	47,7	42,2	40,8	598
1981/82	37,3	36,0	31,2	74,0	74,0	41,3	30,3	40,5	45,0	48,0	42,5	33,1	533
1982/83	37,8	37,3	32,7	59,2	74,0	38,2	30,4	40,5	45,2	48,2	42,8	29,0	515
1983/84	37,7	37,4	32,7	74,0	74,0	56,8	30,3	40,4	45,0	48,0	44,2	33,9	555
1984/85	37,8	37,7	32,0	74,0	74,0	56,4	30,3	40,4	44,8	47,5	41,8	40,1	557
1985/86	36,7	35,9	39,0	74,0	74,0	47,3	30,4	40,6	45,1	48,2	42,7	30,8	545
1986/87	27,2	38,5	34,5	56,5	74,0	48,9	30,6	40,4	45,0	47,9	42,4	40,9	527
1987/88	37,5	36,3	68,4	74,0	74,0	71,6	43,4	40,3	44,5	47,1	42,6	40,3	620
1988/89	59,7	35,0	71,6	74,0	74,0	68,0	34,9	40,4	44,9	47,7	42,2	36,2	629
1989/90	28,3	38,5	34,6	33,9	74,0	39,2	30,4	40,6	45,1	48,0	42,5	38,9	494
1990/91	34,0	36,8	62,7	74,0	74,0	71,6	38,3	40,3	44,6	47,2	41,4	39,6	605
1991/92	36,5	35,9	41,4	74,0	74,0	71,6	34,1	40,4	44,9	47,6	43,3	40,4	584
1992/93	36,7	34,6	71,6	74,0	74,0	65,2	34,1	40,4	44,8	47,5	42,0	40,6	606
1993/94	37,0	35,5	71,6	74,0	74,0	57,5	34,7	40,4	44,6	46,9	41,1	42,1	600
1994/95	42,3	35,0	71,6	74,0	74,0	62,3	32,3	40,4	44,7	47,4	41,6	39,8	605
1995/96	36,5	36,2	31,8	74,0	74,0	55,8	31,4	40,5	45,1	47,8	43,4	39,9	557
1996/97	36,3	35,7	36,0	74,0	74,0	69,0	36,9	40,2	44,2	46,2	39,8	62,7	595
1997/98	39,0	36,2	32,0	74,0	74,0	71,6	37,5	40,2	44,3	46,3	40,0	65,3	601
1998/99	71,6	34,5	71,6	74,0	74,0	71,6	42,7	40,2	43,9	45,6	39,2	74,0	683
1999/00	42,1	35,3	71,6	71,3	74,0	67,6	34,2	40,3	44,6	47,2	43,2	40,2	612
2000/01	36,8	35,6	71,6	56,6	74,0	58,3	30,4	40,5	45,0	47,9	42,5	34,6	574
2001/02	37,6	36,8	35,3	74,0	74,0	35,5	30,4	40,5	45,0	47,9	42,3	40,7	540
2002/03	36,4	34,5	71,6	74,0	74,0	68,0	38,4	40,4	44,7	47,4	41,7	40,2	612
2003/04	36,3	35,2	71,6	74,0	74,0	55,4	30,5	40,4	44,8	47,6	43,5	40,2	594
2004/05	36,0	34,6	71,6	74,0	74,0	50,7	31,5	40,4	44,7	47,3	41,7	41,4	588
2005/06	48,9	35,6	71,6	74,0	74,0	56,9	31,7	40,4	44,9	47,8	42,1	40,6	609
2006/07	37,2	35,4	71,6	74,0	74,0	64,0	30,5	40,4	44,9	47,9	42,6	41,0	604
2007/08	36,1	74,0	31,6	74,0	74,0	65,1	30,4	40,5	45,2	48,5	45,1	30,9	595
2008/09	37,8	37,0	45,6	74,0	74,0	52,3	30,4	40,6	45,1	48,4	43,3	34,2	563
2009/10	37,4	35,8	71,6	74,0	74,0	52,7	34,0	40,4	44,8	47,5	41,7	40,9	595
2010/11	71,6	34,6	71,6	74,0	74,0	71,6	37,9	40,3	44,6	47,2	41,5	40,1	649
2011/12	36,6	35,4	71,6	71,2	74,0	71,6	31,8	40,3	44,5	47,1	43,1	40,2	607



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2022 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	71,6	33,4	71,6	74,0	74,0	47,9	29,2	40,7	41,5	46,7	41,7	21,7	594
1933/34	30,1	35,9	30,8	74,0	74,0	68,8	29,1	40,6	41,3	46,5	41,2	34,3	547
1934/35	35,7	34,9	71,6	74,0	74,0	61,6	31,4	40,5	41,0	45,7	40,2	38,5	589
1935/36	35,9	35,6	30,8	74,0	74,0	61,7	29,1	40,5	41,0	46,0	42,1	32,8	544
1936/37	36,3	34,6	71,6	74,0	74,0	58,4	29,1	40,7	41,4	46,5	41,2	28,3	576
1937/38	33,4	35,1	63,0	74,0	74,0	62,1	31,5	40,5	40,9	45,8	40,3	38,8	579
1938/39	35,4	33,4	71,6	57,8	74,0	39,7	29,2	40,6	41,3	46,4	41,1	29,7	540
1939/40	31,3	35,1	44,2	74,0	74,0	49,4	29,6	40,5	41,3	46,3	42,4	30,9	539
1940/41	30,2	36,1	30,8	74,0	74,0	49,8	29,1	40,6	41,2	46,3	41,0	36,3	530
1941/42	35,5	33,2	71,6	74,0	74,0	64,8	37,9	40,4	40,7	45,3	39,5	48,0	605
1942/43	57,4	33,6	71,6	74,0	74,0	71,6	39,1	40,3	40,3	44,5	38,6	57,2	642
1943/44	40,9	34,2	71,6	74,0	74,0	71,6	33,8	40,4	40,7	45,2	40,8	42,7	610
1944/45	44,3	34,2	71,6	74,0	74,0	67,8	29,3	40,4	40,9	45,7	40,2	38,5	601
1945/46	34,9	33,1	71,6	74,0	74,0	71,6	34,9	40,4	40,8	45,6	39,9	38,0	599
1946/47	34,0	74,0	30,8	74,0	74,0	62,2	37,6	40,5	41,0	45,7	40,1	38,5	593
1947/48	35,0	36,1	31,6	69,0	74,0	59,7	29,1	40,6	41,4	46,8	43,5	17,3	524
1948/49	35,6	33,7	71,6	74,0	74,0	71,6	41,0	40,4	41,0	45,8	40,1	38,1	607
1949/50	34,0	74,0	33,1	74,0	74,0	71,6	43,7	40,3	40,3	44,5	38,4	61,8	630
1950/51	35,0	34,9	30,2	74,0	74,0	53,8	29,1	40,5	41,1	45,9	40,4	39,0	538
1951/52	36,3	35,5	30,9	74,0	74,0	57,2	34,1	40,4	40,8	45,5	41,3	38,0	548
1952/53	33,6	74,0	50,5	74,0	74,0	65,3	36,9	40,5	40,9	45,6	40,0	38,8	614
1953/54	42,5	33,5	71,6	74,0	74,0	62,7	35,4	40,4	40,6	44,9	39,0	54,7	613
1954/55	58,9	33,8	71,6	74,0	74,0	71,6	37,5	40,4	40,6	45,1	39,3	46,5	633
1955/56	34,9	34,8	30,1	74,0	74,0	63,5	31,7	40,5	41,0	45,8	41,8	38,6	551
1956/57	35,0	33,1	71,6	74,0	74,0	64,6	31,3	40,5	41,0	45,8	40,3	38,7	590
1957/58	35,0	36,4	31,8	68,1	74,0	34,7	29,1	40,5	41,2	46,1	40,7	39,0	517
1958/59	34,5	74,0	42,3	74,0	74,0	65,5	33,1	40,5	40,8	45,5	39,9	38,0	602
1959/60	34,3	33,1	71,6	74,0	74,0	71,6	43,0	40,4	40,8	45,5	41,3	38,0	608
1960/61	35,6	35,4	33,2	74,0	74,0	61,5	31,7	40,4	40,9	45,7	40,2	38,7	551
1961/62	36,2	35,7	30,8	74,0	74,0	71,6	30,9	40,5	41,1	46,1	40,8	36,3	558
1962/63	36,3	36,3	31,8	74,0	74,0	47,9	29,1	40,7	41,3	46,4	41,2	31,8	531
1963/64	35,8	35,1	44,3	74,0	74,0	49,4	29,6	40,5	41,1	46,0	42,2	36,2	548
1964/65	35,8	34,4	71,6	74,0	74,0	59,6	33,1	40,5	40,9	45,7	40,2	38,7	589
1965/66	34,2	35,9	30,8	74,0	63,0	44,9	29,2	40,6	41,3	46,3	41,0	33,7	515
1966/67	36,3	35,1	71,6	74,0	74,0	61,0	29,9	40,5	41,1	46,1	40,9	30,2	581
1967/68	36,3	36,2	31,1	74,0	74,0	62,7	29,1	40,6	41,2	46,1	42,4	33,8	547
1968/69	36,2	35,9	30,9	74,0	74,0	54,6	30,5	40,5	41,1	46,0	40,7	38,7	543
1969/70	34,1	74,0	71,6	74,0	74,0	71,6	44,5	40,3	40,3	44,5	38,4	60,0	667
1970/71	54,4	33,8	71,6	74,0	74,0	71,6	36,5	40,5	41,0	45,7	40,1	38,6	622
1971/72	35,6	35,5	38,1	74,0	74,0	48,8	29,2	40,8	41,8	47,1	43,9	13,1	522
1972/73	31,5	35,9	31,0	74,0	67,4	59,3	29,2	40,5	41,2	46,2	41,1	27,4	525
1973/74	35,8	34,1	71,6	74,0	74,0	71,6	29,8	40,5	41,1	46,0	40,7	32,9	592
1974/75	33,9	36,6	32,1	74,0	74,0	32,0	29,2	40,9	41,8	47,1	42,1	19,7	503



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2022 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1975/76	36,3	35,9	31,0	74,0	74,0	56,6	29,2	40,6	41,4	46,5	42,9	23,3	532
1976/77	36,1	35,2	30,4	74,0	74,0	44,2	29,2	40,6	41,3	46,6	41,6	26,4	520
1977/78	34,3	36,6	31,3	74,0	74,0	50,9	29,1	40,6	41,3	46,4	41,3	24,7	524
1978/79	36,2	35,8	37,3	74,0	74,0	67,5	29,6	40,5	41,1	46,0	40,7	32,1	555
1979/80	36,0	35,9	31,2	74,0	74,0	44,6	29,7	40,5	41,0	45,9	41,9	35,8	531
1980/81	35,6	33,9	71,6	74,0	74,0	56,9	32,4	40,5	41,1	45,9	40,5	38,6	585
1981/82	35,8	34,3	71,6	74,0	74,0	41,6	29,6	40,5	41,1	46,1	40,8	31,2	561
1982/83	36,3	35,4	30,7	74,0	74,0	46,7	29,1	40,5	41,2	46,3	41,1	27,7	523
1983/84	36,3	35,6	30,8	74,0	74,0	56,9	29,8	40,5	41,1	46,2	42,4	31,8	539
1984/85	36,3	35,9	43,8	74,0	74,0	56,4	29,9	40,5	41,0	45,6	40,1	38,4	556
1985/86	35,2	34,1	71,6	74,0	74,0	47,7	29,3	40,6	41,2	46,3	41,0	29,3	564
1986/87	27,2	36,9	32,7	70,2	74,0	49,2	30,7	40,5	41,1	46,1	40,8	38,2	528
1987/88	35,9	34,5	71,6	74,0	74,0	71,6	43,4	40,4	40,7	45,2	40,8	40,1	612
1988/89	59,8	33,6	71,6	74,0	74,0	68,0	34,9	40,5	41,0	45,9	40,6	33,4	617
1989/90	28,3	36,9	32,8	40,5	74,0	39,5	29,1	40,6	41,2	46,1	40,7	37,5	487
1990/91	34,0	35,2	71,6	74,0	74,0	71,6	38,3	40,4	40,7	45,4	39,7	38,0	603
1991/92	35,0	34,1	71,6	71,0	74,0	71,6	34,2	40,5	41,0	45,7	41,6	38,7	599
1992/93	35,1	32,9	71,6	74,0	74,0	65,2	34,1	40,5	40,9	45,7	40,3	38,4	593
1993/94	35,5	33,7	71,6	74,0	74,0	58,3	34,7	40,4	40,7	45,1	39,4	41,8	589
1994/95	42,3	33,4	71,6	74,0	74,0	62,4	32,3	40,4	40,9	45,5	39,9	38,1	595
1995/96	35,0	34,4	30,1	74,0	74,0	55,7	31,4	40,6	41,2	46,0	41,7	38,2	542
1996/97	34,8	33,9	71,6	56,2	74,0	64,2	36,9	40,3	40,3	44,3	38,1	62,4	597
1997/98	39,0	34,6	30,3	74,0	74,0	71,6	37,6	40,3	40,5	44,5	38,2	65,0	590
1998/99	71,6	33,0	71,6	74,0	74,0	71,6	42,8	40,2	40,1	43,8	37,4	74,0	674
1999/00	42,1	33,8	71,6	74,0	74,0	67,7	34,2	40,4	40,7	45,4	41,4	38,6	604
2000/01	35,3	33,9	71,6	60,0	74,0	58,6	29,2	40,5	41,1	45,9	40,8	33,3	564
2001/02	36,1	35,0	48,9	74,0	74,0	35,8	29,1	40,5	41,1	45,9	40,5	38,8	540
2002/03	34,7	32,7	71,6	74,0	74,0	68,0	38,4	40,5	40,9	45,6	40,1	38,6	599
2003/04	34,8	33,5	71,6	74,0	74,0	55,7	30,3	40,4	40,9	45,7	41,7	38,5	581
2004/05	34,5	32,8	71,6	74,0	74,0	59,2	31,5	40,5	40,9	45,4	40,1	41,0	586
2005/06	48,9	34,1	71,6	74,0	74,0	57,3	31,7	40,5	41,0	45,9	40,5	38,8	598
2006/07	35,7	33,6	71,6	74,0	74,0	64,0	30,3	40,5	41,0	46,0	40,9	39,5	591
2007/08	34,6	74,0	36,8	74,0	74,0	65,4	29,1	40,6	41,2	46,5	43,3	29,7	589
2008/09	36,2	35,2	59,2	74,0	74,0	52,3	29,1	40,6	41,2	46,5	41,6	32,9	563
2009/10	35,9	34,0	71,6	74,0	74,0	52,7	34,0	40,4	40,9	45,6	40,0	40,7	584
2010/11	71,6	33,1	71,6	74,0	74,0	71,6	37,9	40,4	40,8	45,4	39,8	38,4	639
2011/12	35,1	33,6	71,6	74,0	74,0	71,6	31,8	40,4	40,7	45,3	41,3	38,6	598



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2032 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1932/33	71,6	32,0	71,6	74,0	74,0	48,2	27,6	38,7	39,2	44,2	39,5	21,1	582
1933/34	30,1	33,8	28,6	74,0	74,0	68,8	28,5	38,7	39,0	44,0	39,0	32,6	531
1934/35	33,7	32,5	71,6	74,0	74,0	61,6	31,4	38,6	38,7	43,3	38,0	36,3	574
1935/36	33,8	33,3	28,5	74,0	74,0	61,7	28,4	38,6	38,8	43,5	39,8	31,3	526
1936/37	34,3	32,4	71,6	74,0	74,0	58,7	27,6	38,7	39,0	43,9	38,8	27,8	561
1937/38	33,4	33,0	71,6	74,0	74,0	61,4	31,5	38,6	38,7	43,3	38,1	36,6	574
1938/39	33,3	31,2	71,6	61,4	74,0	40,0	27,6	38,7	39,1	43,8	38,8	29,2	529
1939/40	31,3	33,1	71,6	74,0	74,0	49,7	29,6	38,7	39,0	43,8	40,2	28,5	554
1940/41	30,3	34,0	32,7	74,0	74,0	49,9	27,6	38,7	38,9	43,7	38,6	35,7	518
1941/42	33,5	31,0	71,6	74,0	74,0	64,8	37,9	38,6	38,5	42,8	37,3	48,2	592
1942/43	57,4	31,7	71,6	74,0	74,0	71,6	39,1	38,4	38,1	42,1	36,4	57,4	632
1943/44	40,9	32,3	71,6	74,0	74,0	71,6	33,8	38,6	38,5	42,7	38,6	43,0	600
1944/45	44,3	32,2	71,6	74,0	74,0	67,9	29,3	38,6	38,7	43,3	38,1	36,4	588
1945/46	32,8	30,9	71,6	74,0	74,0	71,6	34,9	38,6	38,6	43,1	37,7	35,8	584
1946/47	31,9	74,0	29,0	74,0	74,0	62,2	37,7	38,6	38,7	43,3	37,9	36,3	578
1947/48	34,2	33,9	29,3	74,0	74,0	68,0	27,6	38,8	39,1	44,3	41,2	16,7	521
1948/49	33,6	31,5	71,6	74,0	74,0	71,6	41,0	38,6	38,8	43,4	37,9	35,9	592
1949/50	32,0	74,0	39,0	74,0	74,0	71,6	43,7	38,5	38,2	42,1	36,2	61,9	625
1950/51	33,2	32,8	36,9	74,0	74,0	58,5	28,8	38,7	38,8	43,4	38,2	36,8	534
1951/52	34,3	33,2	28,6	74,0	74,0	57,3	34,1	38,6	38,5	43,0	39,1	35,7	530
1952/53	31,6	74,0	56,4	74,0	74,0	65,3	36,9	38,6	38,7	43,2	37,8	38,9	609
1953/54	42,5	31,5	71,6	74,0	74,0	63,0	35,4	38,5	38,4	42,5	36,8	54,8	603
1954/55	59,0	31,8	71,6	74,0	74,0	71,6	37,5	38,6	38,4	42,7	37,1	46,6	623
1955/56	33,1	32,6	38,8	74,0	74,0	63,6	31,7	38,7	38,8	43,3	39,4	36,5	544
1956/57	32,9	30,8	71,6	74,0	74,0	64,7	31,3	38,7	38,8	43,4	38,1	36,5	575
1957/58	34,4	34,3	29,5	74,0	59,8	42,9	28,7	38,7	38,9	43,6	38,5	36,8	500
1958/59	32,4	74,0	48,2	74,0	74,0	65,6	33,1	38,6	38,6	43,1	37,7	35,7	595
1959/60	32,2	74,0	47,3	74,0	74,0	71,6	43,0	38,6	38,6	43,0	39,0	35,8	611
1960/61	33,6	33,1	48,6	74,0	74,0	61,6	31,7	38,6	38,7	43,3	38,0	36,5	552
1961/62	34,2	33,4	28,6	74,0	74,0	71,6	30,9	38,6	38,9	43,6	38,6	33,8	541
1962/63	34,4	34,0	29,4	74,0	74,0	56,2	27,6	38,7	39,0	43,8	38,8	31,4	521
1963/64	33,8	32,7	59,9	74,0	74,0	49,7	29,6	38,7	38,9	43,6	40,1	33,6	549
1964/65	33,7	32,1	71,6	74,0	74,0	59,9	33,1	38,6	38,8	43,2	38,0	36,5	574
1965/66	33,9	33,8	28,7	74,0	74,0	44,9	27,6	38,7	38,9	43,8	38,7	33,2	510
1966/67	34,3	32,8	71,6	74,0	74,0	59,8	29,9	38,7	38,9	43,7	38,8	27,6	564
1967/68	34,3	33,8	29,8	74,0	74,0	62,7	27,6	38,7	38,8	43,6	40,0	33,3	531
1968/69	34,2	33,5	29,5	74,0	74,0	54,6	30,5	38,6	38,8	43,6	38,6	36,5	526
1969/70	32,1	74,0	71,6	74,0	74,0	71,6	44,6	39,6	38,1	42,1	36,3	58,7	657
1970/71	54,4	31,8	71,6	74,0	74,0	71,6	36,5	38,6	38,7	43,2	38,0	36,3	609
1971/72	33,6	33,1	53,4	74,0	74,0	48,8	27,6	38,9	39,4	44,6	41,2	13,0	522
1972/73	31,5	33,8	28,8	74,0	69,1	59,4	29,2	38,6	38,9	43,8	39,0	24,8	511
1973/74	33,8	31,8	71,6	74,0	74,0	71,6	29,8	38,7	38,9	43,6	38,6	30,3	577
1974/75	33,9	34,5	29,8	74,0	48,1	40,3	27,6	38,9	39,4	44,5	39,8	19,3	470
1975/76	34,3	33,5	28,7	74,0	74,0	56,6	27,6	38,8	39,1	44,0	40,6	22,8	514
1976/77	34,1	32,8	29,9	74,0	74,0	44,5	27,8	38,6	39,0	44,0	39,4	25,6	504
1977/78	34,3	34,5	29,1	74,0	74,0	51,2	28,7	38,7	39,0	43,9	39,1	22,8	509



Выработка энергии Нурекской ГЭС-2 на реке Вахш (ГВтч)

(Оценка седиментации Нурекского водохранилища в 2032 году)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1978/79	34,3	33,4	52,8	74,0	74,0	67,5	29,6	38,6	38,9	43,7	38,6	29,5	555
1979/80	34,0	33,6	28,9	74,0	74,0	44,9	29,7	38,6	38,8	43,4	39,7	33,4	513
1980/81	33,6	31,6	71,6	74,0	74,0	57,2	32,4	38,7	38,8	43,5	38,3	36,1	570
1981/82	33,8	32,0	71,6	74,0	74,0	41,9	29,6	38,7	38,9	43,7	38,6	28,7	546
1982/83	34,3	33,1	28,5	74,0	74,0	46,7	27,6	38,7	38,9	43,7	38,7	27,1	505
1983/84	34,3	33,3	28,5	74,0	74,0	58,1	29,8	38,6	38,9	43,7	40,2	29,2	523
1984/85	34,3	33,5	59,4	74,0	74,0	56,4	29,9	38,6	38,7	43,2	37,8	36,1	556
1985/86	33,1	31,8	71,6	74,0	74,0	48,0	29,1	38,7	39,0	43,7	38,8	27,2	549
1986/87	27,2	34,8	30,4	74,0	74,0	49,5	30,7	38,7	38,9	43,7	38,6	35,6	516
1987/88	33,9	32,2	71,6	74,0	74,0	71,6	43,4	38,5	38,5	42,7	38,5	40,4	600
1988/89	59,8	31,6	71,6	74,0	74,0	68,0	34,9	38,7	38,8	43,5	38,5	30,7	604
1989/90	28,3	34,8	30,4	56,1	74,0	39,8	28,1	38,7	38,9	43,6	38,4	36,4	488
1990/91	34,0	33,1	71,6	74,0	74,0	71,6	38,3	38,6	38,5	42,9	37,5	35,7	590
1991/92	32,9	31,9	71,6	74,0	74,0	71,6	34,2	38,6	38,8	43,3	39,3	36,6	587
1992/93	33,1	30,8	71,6	74,0	74,0	65,2	34,1	38,6	38,6	43,3	38,1	36,0	577
1993/94	33,4	31,4	71,6	74,0	74,0	58,3	34,7	38,6	38,5	42,7	37,2	42,0	576
1994/95	42,3	31,5	71,6	74,0	74,0	62,4	32,3	38,6	38,7	43,1	37,7	35,8	582
1995/96	33,0	32,1	71,6	74,0	74,0	55,0	31,4	38,7	39,0	43,5	39,4	35,9	568
1996/97	32,7	31,6	71,6	59,8	74,0	64,3	36,9	38,5	38,1	41,9	35,9	62,5	588
1997/98	39,0	32,7	28,3	74,0	74,0	71,6	37,6	38,5	38,2	42,0	36,0	65,2	577
1998/99	71,6	31,1	71,6	74,0	74,0	71,6	42,8	39,8	37,9	41,5	35,4	74,0	665
1999/00	42,1	31,8	71,6	74,0	74,0	67,7	34,3	38,6	38,5	43,0	39,2	36,4	591
2000/01	33,3	31,6	71,6	63,6	74,0	58,9	29,0	38,7	38,9	43,5	38,6	31,0	553
2001/02	34,1	32,7	71,6	74,0	74,0	36,1	28,4	38,7	38,8	43,4	38,3	36,6	547
2002/03	32,5	74,0	59,0	74,0	74,0	68,0	38,4	38,6	38,7	43,2	37,9	36,4	615
2003/04	32,8	69,9	58,7	74,0	74,0	56,0	30,3	38,6	38,7	43,3	39,5	36,2	592
2004/05	32,4	74,0	54,3	74,0	74,0	51,3	31,5	38,6	38,7	43,0	37,9	41,2	591
2005/06	48,9	32,2	71,6	74,0	74,0	57,6	31,7	38,6	38,8	43,5	38,3	36,1	585
2006/07	33,7	31,4	71,6	74,0	74,0	64,0	30,3	38,6	38,8	43,5	38,8	37,3	576
2007/08	32,6	74,0	42,7	74,0	74,0	65,7	27,9	38,7	38,9	44,0	41,0	28,7	582
2008/09	34,3	32,9	71,6	64,2	74,0	44,4	27,6	38,7	38,9	43,9	39,3	32,1	542
2009/10	33,8	31,8	71,6	74,0	74,0	52,7	34,0	38,7	38,7	43,2	37,8	40,8	571
2010/11	71,6	31,2	71,6	74,0	74,0	71,6	37,9	38,5	38,5	42,9	37,7	36,1	626
2011/12	33,0	31,3	71,6	74,0	74,0	71,6	31,8	38,5	38,4	42,8	39,0	36,4	583



Приложение В - Ежемесячные притоки и выработка энергии на ГЭС Фондаря Приток реки Фондаря на ГЭС Фондаря (SNC-Lavalin Вариант 2) - (м³/сек)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1966/67										12,3	11,7	11,4	
1967/68	15,4	35,2	134,8	127,8	79,7	42,3	24,5	17,9	14,7	12,1	11,0	10,1	43,8
1968/69	20,3	46,6	173,3	197,7	106,7	41,3	28,3	19,8	15,9	13,8	12,4	13,6	57,5
1969/70	28,1	57,8	213,3	234,7	135,2	54,2	32,0	22,9	17,8	15,0	13,1	12,2	69,7
1970/71	24,3	77,6	178,3	130,2	102,0	57,2	30,3	20,7	16,6	14,0	13,1	13,2	56,5
1971/72	20,8	91,9	160,5	95,6	74,7	39,5	23,5	16,8	13,5	10,8	9,6	9,3	47,2
1972/73	11,3	35,2	137,6	146,0	94,7	46,4	25,8	17,5	14,5	13,1	11,7	11,7	47,1
1973/74	18,8	78,8	240,4	181,7	102,3	49,1	26,2	18,2	14,5	12,2	11,7	11,6	63,8
1974/75	17,6	55,0	120,1	125,3	64,7	31,9	22,8	17,0	13,2	11,8	10,7	10,9	41,8
1975/76	17,6	42,2	103,5	101,9	72,7	38,9	21,7	15,5	12,5	11,5	10,7	9,7	38,2
1976/77	16,5	60,4	128,2	144,9	84,6	42,2	23,5	16,5	12,9	11,2	10,5	11,4	46,9
1977/78	21,5	52,0	158,7	136,1	74,5	44,0	25,6	17,4	13,5	12,3	11,6	9,9	48,1
1978/79	22,4	66,0	166,0	157,6	86,0	47,0	27,0	18,7	14,7	12,0	12,5	11,8	53,5
1979/80	26,0	55,3	162,7	182,9	92,4	42,7	28,6	20,2	14,8	11,5	10,8	10,3	54,9
1980/81	17,9	64,4	135,2	107,1	63,8	36,6	23,3	17,5	13,7	12,4	12,9	12,8	43,1
1981/82	23,5	103,0	121,4	171,1	88,5	43,6	28,9	20,6	16,7	14,6	13,3	12,8	54,8
1982/83	21,1	73,8	101,1	87,3	79,4	33,9	24,9	20,1	17,0	13,9	13,0	12,5	41,5
1983/84	19,2	76,3	130,3	150,2	115,3	47,4	27,7	20,4	16,0	13,7	12,2	12,1	53,4
1984/85	18,2	45,2	185,8	129,5	88,4	42,1	26,3	19,4	14,2	13,4	13,0	12,9	50,7
1985/86	20,9	49,2	139,8	137,2	73,1	41,1	26,9	18,2	14,5	13,3	12,0	10,2	46,4
1986/87	14,0	34,5	95,5	117,5	70,6	43,2	26,2	19,6	16,8	13,0	10,2	11,9	39,4
1987/88	15,3	59,3	166,9	185,2	109,5	55,6	37,0	24,4	18,6	18,2	17,3	14,9	60,2
1988/89	31,8	72,7	172,9	157,7	83,7	46,1	29,0	21,3	17,9	13,7	11,6	10,8	55,8
1989/90	12,1	25,7	117,1	131,0	82,1	40,2	27,3	19,4	15,8	14,2	13,3	12,4	42,6
1990/91	14,2	78,4	160,1	124,3	86,0	48,0	28,1	18,7	14,3	12,1	11,1	11,1	50,5
1991/92	17,2	37,3	137,4	135,2	81,5	47,8	27,4	19,0	14,7	13,9	12,0	13,4	46,4
1992/93	18,9	50,8	157,9	215,4	109,8	51,1	30,9	21,1	17,3	15,4	14,4	14,5	59,8
1993/94	22,8	72,4	193,4	187,7	98,6	60,1	33,8	24,0	19,6				
1994/95													
1995/96													
1996/97													
1997/98													
1998/99													
1999/00										14,7	13,5	13,1	
2000/01	24,5	103,2	99,4	74,0	51,2	33,0	19,9	16,4	14,9	13,8	13,3	13,5	39,8
2001/02	18,8	80,0	123,0	78,8	50,0	27,2	16,2	12,8	10,8	12,5	11,6	12,0	37,8
2002/03	25,7	59,4	162,6	149,9	89,4	47,4	27,0	18,6	15,8	12,1	10,8	10,7	52,4
2003/04	19,9	68,6	172,6	178,6	76,8	45,5	25,3	18,7	13,8	13,0	11,9	13,1	54,8
2004/05	32,0	98,3	191,1	161,2	98,8	53,4	26,6	19,9	14,3	11,6	10,5	13,2	60,9
2005/06	23,8	69,1	220,9	195,6	97,8	55,3	27,9	20,1	15,8	13,6	13,6	13,6	63,9
2006/07	19,3	118,2	151,7	129,7	91,0	45,8	21,3	16,8	14,3	13,0	12,7	12,9	53,9
2007/08	37,5	124,0	190,1	160,9	86,9	54,5	23,0	16,4	13,7	11,5	11,8	13,0	61,9
2008/09	18,4	92,7	176,6	102,9	77,3	40,4	20,1	15,2	12,8	12,1	11,9	13,1	49,5
2009/10	14,7	68,6	221,9	234,7	141,7	52,9	27,5	19,4	15,5	13,7	12,7	14,5	69,8
2010/11	33,7	96,5	182,3	190,5	120,8	59,3	28,0	20,7	15,4	12,7	12,7	12,8	65,4
2011/12	34,0	114,5	142,0	114,2	82,4	50,0	21,4	16,1	13,6	12,7	12,0	12,2	52,1
2012/13	32,6	66,3	154,5	159,1	88,0	55,6	25,3	17,1	13,8				
Мин.	11,3	25,7	95,5	74,0	50,0	27,2	16,2	12,8	10,8	10,8	9,6	9,3	37,8
Среднее	21,6	68,9	157,0	148,2	88,8	45,8	26,2	18,8	15,0	13,1	12,2	12,2	52,0
Макс.	37,5	124,0	240,4	234,7	141,7	60,1	37,0	24,4	19,6	18,2	17,3	14,9	69,8



ГЭС Фондаря на реке Фондаря - Выработка энергии (ГВтч)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1966/67										12,3	11,0	11,8	
1967/68	15,5	36,5	117,9	119,2	82,6	42,4	25,4	18,0	15,2	12,5	10,7	10,5	506
1968/69	20,4	48,3	130,7	135,1	109,0	41,4	29,3	19,9	16,5	14,3	11,6	14,1	591
1969/70	28,2	59,9	130,7	135,1	121,9	54,4	33,2	23,0	18,5	15,6	12,3	12,6	645
1970/71	24,4	80,5	130,7	120,1	106,2	57,4	31,4	20,8	17,2	14,5	12,3	13,7	629
1971/72	20,9	95,3	124,0	99,1	77,4	39,6	24,4	16,9	14,0	11,2	9,3	9,6	542
1972/73	11,3	36,5	118,8	125,2	98,2	46,6	26,7	17,6	15,0	13,6	11,0	12,1	533
1973/74	18,9	81,7	130,7	135,1	106,4	49,3	27,2	18,3	15,0	12,6	11,0	12,0	618
1974/75	17,7	57,0	112,1	118,2	67,1	32,0	23,6	17,1	13,7	12,2	10,0	11,3	492
1975/76	17,7	43,8	103,7	106,2	75,4	39,0	22,5	15,6	13,0	11,9	10,4	10,1	469
1976/77	16,6	62,6	115,5	124,9	87,7	42,3	24,4	16,6	13,4	11,6	9,8	11,8	537
1977/78	21,6	53,9	123,7	122,3	77,2	44,1	26,5	17,5	14,0	12,8	10,9	10,3	535
1978/79	22,5	68,4	124,7	127,7	89,2	47,2	28,0	18,8	15,2	12,4	11,7	12,2	578
1979/80	26,1	57,3	124,3	135,1	95,8	42,8	29,7	20,3	15,3	11,9	10,5	10,7	580
1980/81	18,0	66,8	118,0	109,2	66,1	36,7	24,2	17,6	14,2	12,9	12,1	13,3	509
1981/82	23,6	106,8	112,7	135,1	91,8	43,7	30,0	20,7	17,3	15,1	12,5	13,3	623
1982/83	21,2	76,5	102,3	90,5	82,3	34,0	25,8	20,2	17,6	14,4	12,2	13,0	510
1983/84	19,3	79,1	116,3	126,2	113,6	47,6	28,7	20,5	16,6	14,2	11,8	12,5	606
1984/85	18,3	46,9	130,7	119,9	91,7	42,2	27,3	19,5	14,7	13,9	12,2	13,4	551
1985/86	21,0	51,0	119,5	122,6	75,8	41,2	27,9	18,3	15,0	13,8	11,2	10,6	528
1986/87	14,0	35,8	95,8	114,6	73,2	43,3	27,2	19,7	17,4	13,5	9,6	12,3	476
1987/88	15,4	61,5	124,8	135,1	110,5	55,8	38,4	24,5	19,3	18,9	16,8	15,4	636
1988/89	31,9	75,4	130,7	127,7	86,8	46,3	30,1	21,4	18,6	14,2	10,9	11,2	605
1989/90	12,1	26,6	110,8	120,4	85,1	40,3	28,3	19,5	16,4	14,7	12,5	12,9	500
1990/91	14,2	81,3	123,9	117,7	89,2	48,2	29,1	18,8	14,8	12,5	10,4	11,5	572
1991/92	17,3	38,7	118,7	121,9	84,5	48,0	28,4	19,1	15,2	14,4	11,6	13,9	532
1992/93	19,0	52,7	123,6	135,1	110,7	51,3	32,0	21,2	17,9	16,0	13,5	15,0	608
1993/94	22,9	75,1	130,7	135,1	102,2	60,3	35,0	24,1	20,3				
1994/95													
1995/96													
1996/97													
1997/98													
1998/99													
1999/00										15,2	13,1	13,6	
2000/01	24,6	106,9	99,7	76,7	53,1	33,1	20,6	16,5	15,4	14,3	12,5	14,0	487
2001/02	18,9	82,9	113,4	81,7	51,8	27,3	16,8	12,8	11,2	13,0	10,9	12,4	453
2002/03	25,8	61,6	124,3	126,2	92,7	47,6	28,0	18,7	16,4	12,5	10,1	11,1	575
2003/04	20,0	71,1	130,7	135,1	79,6	45,6	26,3	18,8	14,3	13,5	11,5	13,5	580
2004/05	32,2	101,9	130,7	128,2	102,5	53,6	27,6	19,9	14,8	12,0	9,9	13,7	647
2005/06	23,9	71,7	130,7	135,1	101,4	55,5	29,0	20,1	16,4	14,1	12,7	14,1	625
2006/07	19,4	115,0	122,5	120,0	94,4	45,9	22,1	16,9	14,9	13,5	11,9	13,3	610
2007/08	37,7	117,6	130,7	128,2	90,1	54,7	23,8	16,5	14,2	11,9	11,5	13,4	650
2008/09	18,5	96,1	130,7	106,8	80,1	40,5	20,9	15,2	13,3	12,5	11,1	13,6	559
2009/10	14,8	71,2	130,7	135,1	124,0	53,0	28,5	19,5	16,1	14,2	11,9	15,1	634
2010/11	33,8	100,1	130,7	135,1	116,2	59,5	29,0	20,8	15,9	13,2	11,9	13,2	679
2011/12	34,1	113,2	120,1	113,0	85,4	50,2	22,2	16,2	14,1	13,2	11,7	12,7	606
2012/13	32,7	68,8	123,0	127,9	91,2	55,8	26,2	17,1	14,3				



Приложение С - Ежемесячные притоки и выработка энергии на ГЭС Санобод-1

Расход воды реки Пяндж на ГЭС Санобод-1 - (м³/сек)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1966/67										162,0	150,0	14,05	
1967/68	170,0	234,0	808,0	1 260,0	1 230,0	641,0	313,0	215,0	171,0	148,0	140,0	141,0	455,9
1968/69	164,0	224,0											
1969/70										157,0	151,0	148,0	
1970/71	168,0	321,0	843,0	888,0	1 070,0	598,0	258,0	188,0	170,0	166,0	160,0	157,0	415,6
1971/72	158,0	306,0	927,0	1 120,0	1 310,0	547,0	267,0	198,0	170,0	156,0	153,0	145,0	454,8
1972/73	139,0	233,0	676,0	936,0	902,0	482,0	243,0	181,0	366,0	132,0	136,0	142,0	380,7
1973/74	172,0	369,0	1 450,0	1 960,0	1 460,0	784,0	332,0	234,0	178,0	153,0	131,0	134,0	613,1
1974/75	149,0	219,0	635,0	1 040,0	770,0	411,0	237,0	177,0	149,0	116,0	106,0	100,0	342,4
1975/76	115,0	205,0	768,0	1 130,0	1 240,0	553,0	280,0	202,0	414,0	120,0	116,0	122,0	438,8
1976/77	158,0	307,0	571,0	1 400,0	1 200,0	615,0	277,0	192,0	161,0	152,0	148,0	148,0	444,1
1977/78	157,0	225,0	919,0	1 700,0	1 300,0	619,0	351,0	251,0	169,0	154,0	151,0	155,0	512,6
1978/79	191,0	381,0	1 310,0	2 050,0	1 630,0	722,0	398,0	293,0	249,0	176,0	149,0	143,0	641,0
1979/80	168,0	211,0	931,0	1 840,0	1 330,0	605,0	351,0	249,0	200,0	176,0	170,0	165,0	533,0
1980/81	196,0	344,0	1 050,0	1 450,0	1 230,0	677,0	354,0	255,0	213,0	188,0	141,0	140,0	519,8
1981/82	161,0	550,0	662,0	1 340,0	952,0	469,0	277,0	196,0	159,0	145,0	129,0	126,0	430,5
1982/83	148,0	303,0	461,0	798,0	1 170,0	426,0	261,0	211,0	171,0	144,0	121,0	122,0	361,3
1983/84	131,0	247,0	464,0	948,0	1 530,0	697,0	325,0	254,0	181,0	139,0	123,0	126,0	430,4
1984/85	144,0	208,0	1 290,0	1 440,0	1 760,0	708,0	320,0	235,0	182,0	151,0	152,0	153,0	561,9
1985/86	190,0	256,0	665,0	1 520,0	1 220,0	575,0	343,0	250,0	204,0	166,0	147,0	142,0	473,2
1986/87	160,0	220,0	578,0	1 520,0	1 160,0	521,0	308,0	229,0	189,0	159,0	152,0	155,0	445,9
1987/88	171,0	284,0	886,0	1 380,0	1 290,0	824,0	419,0	300,0	234,0	183,0	159,0	153,0	523,6
1988/89	232,0	419,0	1 310,0	2 300,0	1 660,0	674,0	355,0	261,0	220,0	184,0	154,0	144,0	659,4
1989/90	140,0	174,0	541,0	967,0	952,0	456,0	264,0	199,0	162,0	147,0	137,0	141,0	356,7
1990/91	147,0	490,0	1 040,0	1 260,0	1 200,0	730,0	361,0	242,0	201,0	168,0	126,0	127,0	507,7
1991/92	132,0	163,0	625,0	965,0	912,0	684,0	329,0	194,0	165,0	131,0	119,0	118,0	378,1
1992/93	124,4	286,0	778,0	1 370,0	1 018,0	577,0	296,0	211,0	150,0	130,0	122,0	113,0	431,3
1993/94	158,0	299,0	705,0	977,0	840,0	518,0	289,1	222,0	167,0	129,0	125,0	139,0	380,7
1994/95	156,0	322,0	934,0	1 514,0	1 347,0	902,0	585,0	521,0	295,0	122,0	123,0	131,0	579,3
1995/96	151,0	290,0											
Мин.	115,0	163,0	461,0	798,0	770,0	411,0	237,0	177,0	149,0	116,0	106,0	100,0	342,4
Среднее	158,9	288,9	839,5	1 349,0	1 218,6	616,0	322,8	236,9	203,5	151,9	139,0	138,4	472,0
Макс.	232,0	550,0	1 450,0	2 300,0	1 760,0	902,0	585,0	521,0	414,0	188,0	170,0	165,0	659,4



ГЭС Санобод-1 на реке Пяндж

Выработка электроэнергии (ГВтч)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1966/67										92,5	83,6	92,5	
1967/68	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	86,6	92,5	1 093
1968/69	89,6	92,5											
1969/70										92,5	83,6	92,5	
1970/71	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1971/72	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	86,6	92,5	1 093
1972/73	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1973/74	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1974/75	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	80,4	66,3	69,3	1 037
1975/76	77,1	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	83,2	75,2	84,5	1 051
1976/77	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1977/78	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1978/79	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1979/80	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	86,6	92,5	1 093
1980/81	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1981/82	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	80,7	87,3	1 081
1982/83	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	75,7	84,5	1 074
1983/84	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	79,7	87,3	1 080
1984/85	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1985/86	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1986/87	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1987/88	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	86,6	92,5	1 093
1988/89	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1989/90	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	83,6	92,5	1 090
1990/91	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	78,9	88,0	1 080
1991/92	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	77,1	81,8	1 072
1992/93	83,4	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	90,1	76,4	78,3	1 059
1993/94	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	89,4	78,2	92,5	1 081
1994/95	89,6	92,5	89,6	92,5	92,5	89,6	92,5	89,6	92,5	84,5	77,0	92,5	1 075
1995/96	89,6	92,5											



Приложение D - Ежемесячные притоки и выработка энергии на Айнинской ГЭС

Расход воды Айнинской ГЭС на реке Пяндж - (м³/сек)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1960/61	34,3	100,6	321,4	474,0	365,4	161,5	70,2	48,7	38,5	32,1	27,7	27,5	141,8
1961/62	38,2	149,2	301,6	400,5	321,9	193,6	77,8	51,0	40,3	33,3	30,0	28,3	138,8
1962/63	33,0	67,2	256,0	363,6	308,2	147,5	62,1	45,8	38,5	32,1	28,0	26,4	117,4
1963/64	38,0	102,3	385,1	385,1	301,5	151,6	70,7	49,1	38,9	31,7	28,2	28,9	134,3
1964/65	46,0	151,0	396,0	501,6	335,3	174,6	75,4	50,4	39,7	33,5	29,1	27,6	155,0
1965/66	31,7	115,8	265,4	360,9	314,1	142,4	67,6	52,5	39,8	32,0	29,4	28,5	123,3
1966/67	36,3	98,3	435,1	345,5	260,3	155,6	76,9	52,6	38,7	33,6	31,2	29,3	132,8
1967/68	36,3	74,7	287,4	362,2	338,2	173,0	62,2	44,1	36,0	30,7	29,4	29,1	125,3
1968/69	42,8	99,7	358,1	500,1	368,2	150,9	77,9	52,7	42,3	35,6	33,0	35,0	149,7
1969/70	58,6	132,1	407,9	507,2	383,5	172,6	90,8	64,0	50,1	40,5	34,7	31,7	164,5
1970/71	59,0	179,0	403,4	402,7	390,3	230,9	91,3	57,0	43,6	37,2	33,2	32,4	163,3
1971/72	45,3	160,1	390,8	354,1	314,9	161,4	73,4	48,6	39,1	32,9	29,9	29,4	140,0
1972/73	34,1	86,2	280,4	341,7	294,8	175,5	81,2	52,0	38,8	31,0	28,2	27,7	122,6
1973/74	44,8	173,9	540,6	664,3	465,2	232,8	64,7	35,1	25,1	31,0	27,2	26,8	194,3
1974/75	33,2	95,5	292,4	389,5	286,4	125,5	59,1	46,3	38,7	33,5	30,0	28,3	121,5
1975/76	37,4	84,2	269,3	383,8	336,8	142,4	57,4	42,6	37,3	32,2	28,6	27,5	123,3
1976/77	43,5	144,2	302,7	463,6	361,5	150,3	69,4	50,1	39,1	34,0	27,1	28,7	142,9
1977/78	47,7	115,5	444,8	534,0	349,6	209,6	82,6	52,5	40,4	34,8	27,5	25,1	163,7
1978/79	47,2	156,0	396,3	536,7	354,0	177,3	72,9	46,5	43,8	38,2	35,0	32,5	161,3
1979/80	62,3	146,2	381,2	513,7	354,5	168,6	91,9	60,4	40,6	34,1	30,4	28,4	159,4
1980/81	42,8	135,9	357,6	419,7	310,8	151,2	71,8	48,2	38,1	31,9	28,1	27,8	138,7
1981/82	43,2	181,2	262,5	505,1	308,8	154,9	71,8	53,0	40,6	34,9	30,2	27,6	142,8
1982/83	40,6	126,7	213,8	247,8	308,3	125,8	62,7	50,9	41,1	33,8	28,9	27,4	109,0
1983/84	37,4	148,5	285,9	443,6	384,8	180,9	79,2	52,5	39,2	35,5	30,6	30,4	145,7
1984/85	38,6	88,0	426,5	447,8	380,4	147,8	64,8	48,5	39,6	33,8	30,9	28,1	147,9
1985/86	41,2	98,3	320,7	458,5	304,5	152,4	76,2	48,4	37,3	32,0	28,9	26,9	135,4
1986/87	33,0	73,6	204,8	389,9	293,3	175,1	83,9	60,7	47,2	36,1	27,0	26,8	120,9
1987/88	38,6	123,7	313,8	430,9	391,2	208,0	88,9	62,6	44,6	36,6	31,3	27,3	149,8
1988/89	63,0	148,7	414,8	548,6	350,6	180,8	79,5	57,1	43,0	36,9	32,2	29,8	165,4
1989/90	32,2	60,1	233,4	335,9	319,4	155,0	72,5	50,8	41,7	35,1	30,9	29,5	116,4
1990/91	37,0	170,5	405,1	418,6	351,3	204,3	88,8	54,1	41,1	34,8	31,0	29,5	155,5
1991/92	43,3	95,8	310,2	386,3	327,4	195,9	71,7	51,2	42,2	37,3	33,6	32,3	135,6
1992/93	48,1	121,6	329,0	502,6	319,2	170,3	86,6	60,7	44,2	38,1	34,9	33,6	149,1
1993/94	51,8	185,5	435,5	454,9	332,8	239,9	110,7	78,0	52,0	38,4	36,1	42,5	171,5
1994/95	51,5	103,1	338,0	428,3	326,6	120,1	59,8	48,0	46,3	39,9	37,0	42,3	136,7
1995/96	49,0	112,6	164,7	349,7	234,8	141,9	65,1	43,8	38,6	39,7	35,6	35,6	109,3
1996/97	37,4	76,3	200,3	340,8	264,4	148,5	75,5	65,4	49,8	45,7	38,3	38,8	115,1
1997/98	63,2	124,8	208,4	313,2	263,8	114,6	68,4	69,9	54,0	47,8	38,9	26,0	116,1
1998/99	81,6	153,3	261,8	521,7	280,6	175,3	88,3	71,3	44,8	42,4	35,3	36,3	149,4
1999/00	33,2	170,2	220,7	331,4	246,2	168,1	101,6	74,8	40,9	26,8	28,8	29,2	122,6
2000/01	69,6	164,5	175,7	269,9	248,0	176,8	78,7	57,8	47,2	45,8	41,4	41,2	118,1
2001/02	49,6	148,9	221,6	268,4	199,1	106,3	54,8	46,7	41,5	39,1	37,2	38,3	104,3
2002/03	64,1	121,6	220,6	387,4	345,3	179,8	71,2	67,9	55,3	37,6	32,1	34,6	134,8
2003/04	76,0	129,2	342,2	415,0	278,8	139,2	64,6	48,2	41,0	37,2	32,4	39,2	136,9
2004/05	97,5	145,4	311,2	372,0	301,6	232,1	110,3	69,7	47,3	49,9	41,5	45,7	152,0
2005/06	54,8	131,4	326,0	395,6	277,2	106,0	69,9	61,8	44,5	48,0	34,9	40,1	132,5
2006/07	64,2	178,0	226,2	303,9	236,7	135,6	67,6	62,5	43,6	39,7	38,9	47,0	120,3
2007/08	131,3	263,7	311,1	327,9	227,0	131,6	68,7	58,3	46,0	42,8	39,6	59,8	142,3
2008/09	123,7	180,5	249,7	263,4	227,4	121,3	65,4	52,0	38,7				
Мин.	31,7	60,1	164,7	247,8	199,1	106,0	54,8	35,1	25,1	26,8	27,0	25,1	104,3
Среднее	50,8	130,5	314,4	409,5	315,2	164,0	75,4	54,6	42,1	36,4	32,1	32,3	138,5
Макс.	131,3	263,7	540,6	664,3	465,2	239,9	110,7	78,0	55,3	49,9	41,5	59,8	194,3



Айнинская ГЭС на реке Зерафшан Выработка электроэнергии (ГВтч)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1959/60										15,9	13,5	13,4	
1960/61	15,8	47,9	114,6	118,4	118,4	74,5	33,4	22,5	18,3	15,3	11,9	13,1	604
1961/62	17,6	71,1	114,6	118,4	118,4	89,2	37,1	23,5	19,2	15,9	12,9	13,5	652
1962/63	15,2	32,0	114,6	118,4	118,4	68,0	29,6	21,1	18,3	15,3	12,0	12,6	576
1963/64	17,5	48,7	114,6	118,4	118,4	69,9	33,7	22,6	18,6	15,1	12,6	13,8	604
1964/65	21,2	71,9	114,6	118,4	118,4	80,5	35,9	23,3	18,9	16,0	12,5	13,1	645
1965/66	14,6	55,2	114,6	118,4	118,4	65,7	32,2	24,2	18,9	15,2	12,6	13,6	604
1966/67	16,7	46,8	114,6	118,4	118,4	71,7	36,6	24,2	18,4	16,0	13,4	14,0	610
1967/68	16,7	35,6	114,6	118,4	118,4	79,8	29,6	20,3	17,1	14,6	13,1	13,9	592
1968/69	19,7	47,5	114,6	118,4	118,4	69,6	37,1	24,3	20,2	17,0	14,2	16,7	618
1969/70	27,0	62,9	114,6	118,4	118,4	79,6	43,2	29,5	23,9	19,3	14,9	15,1	667
1970/71	27,2	85,3	114,6	118,4	118,4	106,4	43,5	26,3	20,8	17,7	14,3	15,4	708
1971/72	20,9	76,3	114,6	118,4	118,4	74,4	35,0	22,4	18,6	15,7	13,3	14,0	642
1972/73	15,7	41,0	114,6	118,4	118,4	80,9	38,7	24,0	18,5	14,8	12,1	13,2	610
1973/74	20,7	82,9	114,6	118,4	118,4	107,3	30,8	16,2	12,0	14,7	11,7	12,7	661
1974/75	15,3	45,5	114,6	118,4	118,4	57,9	28,2	21,4	18,5	16,0	12,9	13,5	581
1975/76	17,3	40,1	114,6	118,4	118,4	65,6	27,3	19,6	17,8	15,3	12,7	13,1	580
1976/77	20,1	68,7	114,6	118,4	118,4	69,3	33,1	23,1	18,6	16,2	11,7	13,7	626
1977/78	22,0	55,0	114,6	118,4	118,4	96,6	39,4	24,2	19,3	16,6	11,9	12,0	648
1978/79	21,7	74,3	114,6	118,4	118,4	81,8	34,7	21,4	20,8	18,2	15,0	15,5	655
1979/80	28,7	69,7	114,6	118,4	118,4	77,7	43,8	27,9	19,3	16,2	13,5	13,5	662
1980/81	19,8	64,7	114,6	118,4	118,4	69,7	34,2	22,2	18,2	15,2	12,1	13,2	621
1981/82	19,9	86,3	114,6	118,4	118,4	71,4	34,2	24,4	19,3	16,6	13,0	13,2	650
1982/83	18,7	60,4	98,6	118,4	118,4	58,0	29,9	23,4	19,6	16,1	12,4	13,1	587
1983/84	17,2	70,8	114,6	118,4	118,4	83,4	37,7	24,2	18,7	16,9	13,7	14,5	649
1984/85	17,8	41,9	114,6	118,4	118,4	68,1	30,9	22,4	18,9	16,1	13,3	13,4	594
1985/86	19,0	46,8	114,6	118,4	118,4	70,3	36,3	22,3	17,8	15,2	12,4	12,8	604
1986/87	15,2	35,1	94,4	118,4	118,4	80,8	40,0	28,0	22,5	17,2	11,6	12,7	594
1987/88	17,8	59,0	114,6	118,4	118,4	95,9	42,4	28,9	21,2	17,4	14,0	13,0	661
1988/89	29,0	70,8	114,6	118,4	118,4	83,4	37,9	26,3	20,5	17,6	13,8	14,2	665
1989/90	14,8	28,6	107,6	118,4	118,4	71,5	34,5	23,4	19,8	16,7	13,3	14,1	581
1990/91	17,0	81,2	114,6	118,4	118,4	94,2	42,3	25,0	19,6	16,6	13,3	14,1	675
1991/92	19,9	45,6	114,6	118,4	118,4	90,3	34,2	23,6	20,1	17,7	15,0	15,4	633
1992/93	22,2	57,9	114,6	118,4	118,4	78,5	41,3	28,0	21,0	18,2	15,0	16,0	650
1993/94	23,9	88,4	114,6	118,4	118,4	114,6	52,8	36,0	24,8	18,3	15,5	20,3	746
1994/95	23,7	49,1	114,6	118,4	118,4	55,4	28,5	22,1	22,1	19,0	15,9	20,2	607
1995/96	22,6	53,6	75,9	118,4	111,9	65,4	31,0	20,2	18,4	18,9	15,9	16,9	569
1996/97	17,2	36,3	92,3	118,4	118,4	68,5	36,0	30,1	23,7	21,8	16,5	18,5	598
1997/98	29,1	59,5	96,1	118,4	118,4	52,8	32,6	32,2	25,7	22,8	16,7	12,4	617
1998/99	37,6	73,0	114,6	118,4	118,4	80,8	42,1	32,9	21,3	20,2	15,2	17,3	692
1999/00	15,3	81,1	101,8	118,4	118,4	77,5	48,4	34,5	19,5	12,8	12,8	13,9	654
2000/01	32,1	78,4	81,0	118,4	118,4	81,5	37,5	26,7	22,5	21,8	17,8	19,6	656
2001/02	22,9	70,9	102,2	118,4	94,9	49,0	26,1	21,5	19,8	18,6	16,0	18,3	579
2002/03	29,6	57,9	101,7	118,4	118,4	82,9	33,9	31,3	26,3	17,9	13,8	16,5	649
2003/04	35,0	61,5	114,6	118,4	118,4	64,2	30,8	22,2	19,5	17,7	14,4	18,7	636
2004/05	45,0	69,3	114,6	118,4	118,4	107,0	52,5	32,1	22,5	23,8	17,9	21,8	743
2005/06	25,3	62,6	114,6	118,4	118,4	48,9	33,3	28,5	21,2	22,9	15,0	19,1	628
2006/07	29,6	84,8	104,3	118,4	112,8	62,5	32,2	28,8	20,8	18,9	16,7	22,4	652
2007/08	60,5	118,4	114,6	118,4	108,2	60,7	32,7	26,9	21,9	20,4	17,7	28,5	729
2008/09	57,0	86,0	114,6	118,4	108,3	55,9	31,1	24,0	18,4	43,5	38,3	36,1	732



Приложение Е - Ежемесячные притоки и выработка энергии на Яванской ГЭС

Расход воды реки Пяндж на Яванской ГЭС - (м³/сек)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1960/61	34,8	102,2	326,3	481,2	370,9	164,0	71,2	49,5	39,1	32,5	28,1	28,0	144,0
1961/62	38,8	151,5	306,1	406,5	326,7	196,5	79,0	51,8	40,9	33,8	30,5	28,8	140,9
1962/63	33,5	68,2	259,9	369,0	312,8	149,7	63,1	46,5	39,0	32,6	28,4	26,8	119,1
1963/64	38,6	103,8	390,9	390,9	306,0	153,9	71,8	49,8	39,5	32,2	28,6	29,3	136,3
1964/65	46,7	153,3	402,0	509,1	340,3	177,3	76,5	51,2	40,3	34,0	29,6	28,0	157,4
1965/66	32,2	117,5	269,4	366,3	318,8	144,6	68,6	53,2	40,3	32,4	29,8	28,9	125,2
1966/67	36,8	99,8	441,7	350,7	264,2	157,9	78,1	53,4	39,3	34,1	31,7	29,8	134,8
1967/68	36,8	75,8	291,7	367,7	343,3	175,6	63,1	44,8	36,5	31,1	29,9	29,5	127,2
1968/69	43,4	101,2	363,5	507,6	373,7	153,2	79,1	53,5	43,0	36,2	33,5	35,5	151,9
1969/70	59,5	134,1	414,0	514,8	389,3	175,2	92,1	65,0	50,9	41,1	35,2	32,2	167,0
1970/71	59,9	181,7	409,5	408,8	396,2	234,3	92,7	57,9	44,2	37,7	33,7	32,9	165,8
1971/72	46,0	162,6	396,7	359,4	319,7	163,8	74,5	49,3	39,7	33,4	30,3	29,9	142,1
1972/73	34,6	87,4	284,6	346,9	299,2	178,2	82,4	52,8	39,4	31,5	28,6	28,1	124,5
1973/74	45,5	176,5	548,7	674,2	472,2	236,3	65,7	35,6	25,5	31,4	27,6	27,2	197,2
1974/75	33,7	96,9	296,8	395,3	290,7	127,4	60,0	47,0	39,3	34,0	30,5	28,8	123,4
1975/76	38,0	85,4	273,4	389,5	341,9	144,5	58,2	43,2	37,9	32,7	29,0	27,9	125,1
1976/77	44,2	146,3	307,3	470,6	366,9	152,6	70,5	50,8	39,7	34,6	27,5	29,1	145,0
1977/78	48,4	117,3	451,5	542,1	354,9	212,8	83,9	53,3	41,0	35,3	28,0	25,5	166,2
1978/79	47,9	158,3	402,3	544,7	359,3	180,0	74,0	47,2	44,4	38,8	35,5	33,0	163,8
1979/80	63,2	148,4	386,9	521,5	359,8	171,1	93,3	61,3	41,2	34,6	30,8	28,8	161,8
1980/81	43,5	137,9	363,0	426,0	315,4	153,5	72,9	49,0	38,7	32,4	28,5	28,2	140,7
1981/82	43,8	183,9	266,5	512,7	313,4	157,2	72,9	53,8	41,2	35,4	30,7	28,0	145,0
1982/83	41,2	128,6	217,0	251,5	312,9	127,7	63,6	51,6	41,7	34,3	29,3	27,8	110,6
1983/84	37,9	150,8	290,2	450,2	390,6	183,7	80,4	53,3	39,8	36,0	31,1	30,9	147,9
1984/85	39,1	89,4	433,0	454,5	386,2	150,0	65,8	49,2	40,2	34,3	31,4	28,5	150,1
1985/86	41,8	99,8	325,5	465,4	309,1	154,7	77,4	49,2	37,8	32,5	29,3	27,3	137,5
1986/87	33,5	74,7	207,9	395,7	297,7	177,8	85,2	61,6	47,9	36,7	27,4	27,2	122,8
1987/88	39,2	125,6	318,5	437,3	397,1	211,1	90,3	63,6	45,3	37,2	31,8	27,7	152,1
1988/89	63,9	150,9	421,1	556,8	355,9	183,6	80,7	57,9	43,7	37,5	32,7	30,3	167,9
1989/90	32,7	61,0	236,9	341,0	324,2	157,4	73,6	51,6	42,3	35,6	31,3	30,0	118,1
1990/91	37,5	173,0	411,2	424,9	356,5	207,3	90,1	55,0	41,7	35,3	31,5	29,9	157,8
1991/92	43,9	97,2	314,9	392,1	332,3	198,8	72,8	52,0	42,9	37,8	34,1	32,8	137,6
1992/93	48,8	123,5	334,0	510,2	324,0	172,9	87,9	61,6	44,8	38,7	35,4	34,1	151,3
1993/94	52,5	188,3	442,0	461,7	337,8	243,6	112,4	79,2	52,8	39,0	36,7	43,2	174,1
1994/95	52,2	104,6	343,1	434,7	331,5	121,9	60,6	48,8	47,0	40,5	37,6	43,0	138,8
1995/96	49,7	114,3	167,2	355,0	238,3	144,0	66,1	44,5	39,2	40,3	36,1	36,1	110,9
1996/97	37,9	77,4	203,3	345,9	268,3	150,8	76,6	66,4	50,6	46,4	38,9	39,4	116,8
1997/98	64,1	126,7	211,6	317,9	267,8	116,3	69,4	70,9	54,8	48,6	39,5	26,4	117,8
1998/99	82,8	155,6	265,8	529,5	284,9	177,9	89,6	72,4	45,4	43,0	35,9	36,9	151,6
1999/00	33,7	172,8	224,0	336,4	249,9	170,6	103,1	75,9	41,5	27,2	29,2	29,6	124,5
2000/01	70,7	166,9	178,4	274,0	251,7	179,5	79,8	58,7	48,0	46,5	42,0	41,8	119,8
2001/02	50,4	151,1	224,9	272,4	202,1	107,9	55,6	47,4	42,2	39,7	37,7	38,9	105,9
2002/03	65,1	123,5	224,0	393,3	350,5	182,5	72,3	68,9	56,1	38,2	32,6	35,2	136,8
2003/04	77,1	131,1	347,4	421,2	283,0	141,3	65,5	48,9	41,6	37,7	32,9	39,7	139,0
2004/05	99,0	147,6	315,8	377,6	306,1	235,6	111,9	70,8	48,0	50,6	42,1	46,4	154,3
2005/06	55,7	133,4	330,9	401,6	281,4	107,6	71,0	62,7	45,2	48,7	35,4	40,7	134,5
2006/07	65,2	180,7	229,6	308,5	240,3	137,7	68,6	63,5	44,2	40,3	39,5	47,7	122,1
2007/08	133,3	267,7	315,8	332,8	230,4	133,6	69,7	59,2	46,6	43,4	40,2	60,7	144,5
2008/09	125,5	183,2	253,5	267,4	230,8	123,1	66,4	52,8	39,3				
Мин.	32,2	61,0	167,2	251,5	202,1	107,6	55,6	35,6	25,5	27,2	27,4	25,5	105,9
Среднее	51,5	132,4	319,2	415,6	319,9	166,5	76,5	55,5	42,7	37,0	32,6	32,8	140,6
Макс.	133,3	267,7	548,7	674,2	472,2	243,6	112,4	79,2	56,1	50,6	42,1	60,7	197,2



Яванская ГЭС на реке Зерафшан Выработка электроэнергии (ГВтч)

Дата	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек	Янв	Фев	Мар	Годовой
1959/60										10,0	8,5	8,5	
1960/61	10,0	30,3	93,7	93,3	93,3	47,1	21,1	14,2	11,6	9,7	7,5	8,3	440
1961/62	11,1	44,9	87,9	93,3	96,9	56,4	23,4	14,9	12,1	10,0	8,2	8,5	468
1962/63	9,6	20,2	74,6	93,3	92,8	43,0	18,7	13,4	11,6	9,7	7,6	7,9	402
1963/64	11,1	30,8	90,3	93,3	90,8	44,2	21,3	14,3	11,7	9,5	7,9	8,7	434
1964/65	13,4	45,5	90,3	93,3	93,3	50,9	22,7	14,7	12,0	10,1	7,9	8,3	462
1965/66	9,2	34,9	77,3	93,3	94,6	41,5	20,4	15,3	12,0	9,6	8,0	8,6	425
1966/67	10,6	29,6	90,3	93,3	78,4	45,3	23,2	15,3	11,6	10,1	8,5	8,8	425
1967/68	10,6	22,5	83,7	93,3	93,3	50,4	18,7	12,9	10,8	9,2	8,3	8,8	422
1968/69	12,5	30,0	90,3	93,3	93,3	44,0	23,4	15,3	12,7	10,7	9,0	10,5	445
1969/70	17,1	39,8	90,3	93,3	93,3	50,3	27,3	18,6	15,1	12,2	9,4	9,5	476
1970/71	17,2	53,9	90,3	93,3	93,3	67,3	27,5	16,6	13,1	11,2	9,0	9,7	502
1971/72	13,2	48,2	90,3	93,3	94,8	47,0	22,1	14,2	11,8	9,9	8,4	8,9	462
1972/73	9,9	25,9	81,7	93,3	88,8	51,1	24,5	15,2	11,7	9,3	7,7	8,3	427
1973/74	13,1	52,4	90,3	93,3	93,3	67,8	19,5	10,2	7,6	9,3	7,4	8,1	472
1974/75	9,7	28,8	85,2	93,3	86,2	36,6	17,8	13,5	11,7	10,1	8,2	8,5	409
1975/76	10,9	25,3	78,5	93,3	93,3	41,5	17,3	12,4	11,2	9,7	8,0	8,3	410
1976/77	12,7	43,4	88,2	93,3	93,3	43,8	20,9	14,6	11,8	10,3	7,4	8,6	448
1977/78	13,9	34,8	90,3	93,3	93,3	61,1	24,9	15,3	12,2	10,5	7,5	7,6	464
1978/79	13,7	47,0	90,3	93,3	93,3	51,7	21,9	13,5	13,2	11,5	9,5	9,8	469
1979/80	18,1	44,0	90,3	93,3	93,3	49,1	27,7	17,6	12,2	10,3	8,6	8,6	473
1980/81	12,5	40,9	90,3	93,3	93,6	44,1	21,6	14,1	11,5	9,6	7,6	8,4	447
1981/82	12,6	54,6	76,5	93,3	93,0	45,1	21,6	15,4	12,2	10,5	8,2	8,3	451
1982/83	11,8	38,2	62,3	74,6	92,8	36,6	18,9	14,8	12,4	10,2	7,9	8,3	389
1983/84	10,9	44,7	83,3	93,3	93,3	52,7	23,8	15,3	11,8	10,7	8,6	9,2	458
1984/85	11,2	26,5	90,3	93,3	93,3	43,1	19,5	14,1	11,9	10,2	8,4	8,4	430
1985/86	12,0	29,6	93,4	93,3	91,7	44,4	22,9	14,1	11,2	9,6	7,9	8,1	438
1986/87	9,6	22,2	59,7	93,3	88,3	51,0	25,3	17,7	14,2	10,9	7,3	8,1	407
1987/88	11,3	37,3	91,4	93,3	93,3	60,6	26,8	18,3	13,4	11,0	8,8	8,2	474
1988/89	18,4	44,8	90,3	93,3	93,3	52,7	23,9	16,6	13,0	11,1	8,7	9,0	475
1989/90	9,4	18,1	68,0	93,3	96,1	45,2	21,8	14,8	12,5	10,6	8,4	8,9	407
1990/91	10,8	51,3	90,3	93,3	93,3	59,5	26,7	15,8	12,4	10,5	8,4	8,9	481
1991/92	12,6	28,8	90,4	93,3	98,6	57,1	21,6	14,9	12,7	11,2	9,5	9,7	460
1992/93	14,0	36,6	90,3	93,3	96,1	49,6	26,1	17,7	13,3	11,5	9,5	10,1	468
1993/94	15,1	55,8	90,3	93,3	93,3	69,9	33,3	22,7	15,6	11,6	9,8	12,8	524
1994/95	15,0	31,0	90,3	93,3	98,3	35,0	18,0	14,0	13,9	12,0	10,1	12,7	444
1995/96	14,3	33,9	48,0	93,3	70,7	41,3	19,6	12,8	11,6	11,9	10,0	10,7	378
1996/97	10,9	23,0	58,3	93,3	79,6	43,3	22,7	19,0	15,0	13,8	10,4	11,7	401
1997/98	18,4	37,6	60,7	94,3	79,4	33,4	20,6	20,4	16,3	14,4	10,6	7,8	414
1998/99	23,8	46,1	76,3	93,3	84,5	51,1	26,6	20,8	13,5	12,8	9,6	10,9	469
1999/00	9,7	51,2	64,3	93,3	74,1	49,0	30,6	21,8	12,3	8,1	8,1	8,8	431
2000/01	20,3	49,5	51,2	81,3	74,7	51,5	23,7	16,9	14,2	13,8	11,2	12,4	421
2001/02	14,5	44,8	64,6	80,8	59,9	31,0	16,5	13,6	12,5	11,8	10,1	11,5	372
2002/03	18,7	36,6	64,3	93,3	93,3	52,4	21,4	19,8	16,6	11,3	8,7	10,4	447
2003/04	22,1	38,9	90,3	93,3	83,9	40,5	19,4	14,0	12,3	11,2	9,1	11,8	447
2004/05	28,4	43,8	90,7	93,3	90,8	67,6	33,2	20,3	14,2	15,0	11,3	13,8	522
2005/06	16,0	39,6	95,0	93,3	83,5	30,9	21,1	18,0	13,4	14,5	9,5	12,1	447
2006/07	18,7	53,6	65,9	91,5	71,3	39,5	20,4	18,2	13,1	12,0	10,6	14,2	429
2007/08	38,3	79,4	90,6	98,7	68,3	38,3	20,7	17,0	13,8	12,9	11,2	18,0	507
2008/09	36,0	54,3	72,8	79,3	68,5	35,3	19,7	15,2	11,6				732



ПРИЛОЖЕНИЕ С: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ



ПРИЛОЖЕНИЕ С: РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ

В данном приложении приводится краткое описание энергетических ресурсов, имеющихся для выработки электрической энергии, в том числе отечественного и импортного топлива, а также технологий выработки, применимых для Таджикистана. Основные технико-экономические параметры подходящих технологий также представлены в этом приложении.

1 ВВЕДЕНИЕ

Согласно информации, полученной из предыдущих исследований, и информации, собранной для этого исследования и обсуждений, проведенных с официальными лицами Министерства энергетики и водных ресурсов, Таджикистан обладает огромным количеством гидроэнергетических ресурсов, которые могут быть использованы для выработки электрической энергии. В данный момент используется только примерно 4% национального гидроэнергетического потенциала. Несмотря на масштабы гидроэнергетического потенциала, ГЭС имеют ряд ограничений. По различным причинам, включая нижние речные потоки и холодную погоду, производство электроэнергии в течение зимнего периода снижается, в частности, той электроэнергии, которую вырабатывают ГЭС без водохранилищ, в то время как страна нуждается в большем количестве электроэнергии в этот период, чем в другие.

В дополнение к запасам гидроэлектроэнергии, Таджикистан имеет большие разведанные и проверенные запасы угля, которые могут быть использованы для разработки проектов производства электроэнергии при помощи сжигания угля. Несмотря на то, что государство имеет ограниченное количество резервов нефти и природного газа, для выработки электроэнергии, оно может импортировать жидкое топливо и природный газ из других стран. Как отмечено несколькими местными субъектами, выработка тепла могла бы дополнить выработку ГЭС и смягчить дефицит электроэнергии в зимнее время, если ГЭС с большим водохранилищем не смогут быть построены в течение подходящего периода времени.

Другим вариантом могли бы быть переговоры о соглашениях на закупки/продажи э/энергии на долговременной основе с соседними странами в период зимнего сезона и продажи излишков электроэнергии в летний сезон.

В дополнение к этим вариантам, дискуссии на наличие других ресурсов также представлены в этом приложении.

2 ПОТЕНЦИАЛ ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Таджикистан уникальная страна с горами в горной цепи Тянь-Шаня и Памира высотой 6 000 м. Мощные горные хребты и их ветви создают несколько гидрографических областей, образуя две основные речные системы - Амударья (образованная на стыке Вахш и Пяндж) и Сырдарья. Северная часть страны является основным бассейном Сырдарьи. Амударья формируется из разделенных горных хребтов, которые имеют водоразделы различной высоты и степени оледенения, различное развитие речных сетей, условия формирования стока и поточные системы. Северо-Восточный Памир является единственной территорией, которая не граничит с этими двумя великими реками.

Гидрографическая сеть страны состоит свыше 25 000 рек, общая протяженность которых составляет приблизительно 69 200 км. Из них 947 рек имеют протяженность от 10 до 100 км, 16 рек от 100 до 500 км, а протяженность четырех рек составляют свыше 500 км. На Рисунок С-1 показано, что реки с большими бассейнами –это Каферниган, Пяндж, Обихингоу, Сурхоб, Вахш и Зерафшан.



Рисунок С-1: Карта речной системы

Страна находится на 8-м месте в мире по гидроэнергетическим ресурсам, которые составляют порядка 527 млрд. кВтч⁷ в год, из которых в настоящее время используется только 4%. В дополнение к разработанным ГЭС и находящимся на стадии строительства, потенциальными ресурсами на каждом из крупных речных бассейнов являются:

- Около 4 450 МВт в бассейне реки Вахш
- Около 1 800 МВт в бассейне реки Сурхоб
- Около 1 750 МВт в бассейне реки Обихингоу
- Около 1 450 МВт в бассейне реки Каферниган
- Около 1260 МВт в бассейне реки Зерафшан
- Около 17 900 МВт в бассейне реки Пяндж

Несмотря на то, что имеется огромный гидроэнергетический потенциал, большая часть оценки потенциала была проведена во время СССР. Лишь некоторые предварительные ТЭО или ТЭО были предоставлены исследовательской группе МЭП и его правопреемнику – МЭВР. Они включают:

- Исследование технико-экономического обоснования (ТЭО) строительства Рогунской ГЭС, подготовленное Консорциумом Coyne et Belliere (Франция), Electroconsult (Италия) и IPA (Великобритания),
- ТЭО Шурабской ГЭС
- Предварительное ТЭО строительства ГЭС на реке Фондаря, подготовленное EnergoFichtner в 2011 году.

⁷ Текущее состояние и перспективы развития энергетики и промышленности Республики Таджикистан, подготовленный МЭП Республики Таджикистан



- Технико-экономическое обоснование Санободской ГЭС на реке Пяндж, подготовленное для Фонда Ага Хана по экономическому развитию
- Презентация для двух проектов Нурабад 1 и Нурабад 2, подготовленная Design Group Project Consultants PVT Ltd.
- Технико-экономическое обоснование строительства ГЭС Нурек 2, подготовленное Нурофар
- ГЭС Айни, подготовленное Farab Energy and Water Projects
- Предварительное ТЭО по Нурабаду-1, подготовленное ОАО ТБЕА, Китай, в 2009 году
- ТЭО по Явану, подготовленное китайской компанией Синохайдро в 2008 году.

Технико-экономическое обоснование для Шурабской ГЭС было предоставлено, но этот проект не был далее рассмотрен, потому что проект должен быть построен только после завершения проекта Рогунской ГЭС, и в этом случае оно вышло бы за период исследования. Технико-экономическое обоснование для проекта Сангворской ГЭС было предоставлено исследовательской группе в ноябре 2014 года, в который рассматривается установленная мощность в 620 МВт. В исследовании не представлены гидрологические данные по притокам или среднемесячные значения и гарантированная энергия. Кроме того, видимо, пересмотренный проект имеет установленную мощность 300 МВт. С учетом разницы и отсутствия гидрологических данных, информация, содержащаяся в отчете является для ограниченного применения и поэтому, проект Сангворской ГЭС не рассматривался для ГПРЭС.

После первоначального тщательного анализа гидроэнергетического потенциала, было решено, что потенциал ГЭС в бассейне реки Пяндж не будет приниматься во внимание в этом ГПРЭС. Основные причины включают в себя следующее:

- Он образует значительную часть границы между Таджикистаном и Афганистаном и строительство гидроэлектростанций на этой реке будет включать переговоры между правительствами двух стран.
- Имеющаяся инфраструктура, такая как дороги, доступ к этим планируемым объектам ГЭС и магистралям линий электропередач может быть очень трудным, возможно, будет необходимо значительное капиталовложение для постройки необходимой инфраструктуры.
- Гидропотенциал находится далеко от основных центров нагрузки, что может привести к прокладыванию длинных линий электропередачи и большим затратам на их строительство.

2.1 ВОЗМОЖНАЯ К ПОСТРОЙКЕ РОГУНСКАЯ ГЭС

Сокращенный вариант ТЭО проекта строительства Рогунской ГЭС, подготовленный Консорциумом Coyne et Beller Франции, Electroconsult Италии и IPA Великобритании и изданный в августе 2014 г был загружен с сайта Всемирного банка.

Было решено использовать основанные на информации предположения относительно большинства параметров, необходимых для моделирования Рогунской ГЭС в исследованиях ГПРЭС и эти предположения включают:

- Среднемесячные и гарантированные объемы энергии по данному Проекту, включая объемы в течение периода, необходимого для полного заполнения водохранилища и в течение которого будет осуществляться выработка электроэнергии, отпускаемой в систему.
- Вероятный год начала строительства
- Капитальные затраты для проекта
- Ежегодные капитальные расходы в период строительства и на этапах проекта
- Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание
- Вероятный график эксплуатации и технического обслуживания



- Преимущества от снижения выбросов CO₂
- Значения излишка электроэнергии
- Для сценария «без Рогунской ГЭС» затраты на вывод из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС и затраты на строительство объектов для обеспечения такой же защиты от наводнений, какую обеспечивала бы Рогунская ГЭС.

ТЭО рассматривало 3 высоты плотины, каждой с 3 разными установленными мощностями. Выбранная высота плотины была 1 290 м над уровнем моря, что эквивалентно высоте плотины в 335 м. Выбранная мощность составила 3 600 МВт, поделенная на 6 агрегатов (6 агрегата по 600 МВт).

Согласно графику проекта, примерно после 73 месяцев с начала периода строительства, агрегаты 5 и 6 должны быть сданы в эксплуатацию в предварительном режиме, и приступить к производству э/энергии. Ожидается, что уровень водохранилища будет минимальным к 112-му месяцу строительства. Агрегаты с 1 по 6 должны быть сданы в эксплуатацию в их окончательной конструкции между 117-м и 127-м месяцами. Плотина должна быть завершена после 163 месяцев строительства и ожидается, что резервуар будет заполнен примерно через 18 лет после начала строительства.

А) Электроэнергия

ТЭО для Рогунской ГЭС определило электроэнергию для проекта на ежегодной основе с ввода в эксплуатацию временных агрегатов 5 и 6 до того времени, пока резервуар не будет полностью заполнен. Для исследований ГПРЭС необходимы ежемесячные значения электроэнергии на средней и гарантированной основе. На основе значений, представленных на Рисунке 50 основного отчета ТЭО (стр.236 из 351), месячные значения средней электроэнергии, начиная с генерации временных агрегатов до момента полного заполнения резервуара, были определены и приведены в Таблице С-1 за год 7 после начала строительства до года 18, через год после начала строительства с годом 19, рассматриваемым как год с нормальной эксплуатацией, так как резервуар будет полностью заполнен.

Таблица С-1 также показывает среднемесячную электроэнергию, когда резервуар будет полностью заполнен и указывает на среднегодовую возможность выработки в 14 210 ГВт для Рогунской ГЭС, а также 34 173 ГВт для системы реки Вахш включая Рогунскую ГЭС. Эти значения были получены из расчетов, представленных в Приложениях ТЭО по эксплуатации резервуара - Приложения.

В Таблице С-1 также представлены месячные значения гарантированной электроэнергии, когда резервуар полностью заполнен и эти значения были также получены из ТЭО по эксплуатации резервуара. Значения гарантированной электроэнергии, представленные в Таблице С-1 с 7-го по 18-е годы после начала строительства, были получены путем взятия части гарантированной электроэнергии к средней энергии, как только резервуар будет полностью заполнен и применение этого для среднемесячных значений для соответствующих лет.

Гарантированная электроэнергия Рогунской ГЭС, когда водохранилище будет полностью заполнено, составит 11 748 ГВтч, а для всей системы ГЭС на реке Вахш включая Рогунскую ГЭС составит 28 623 ГВтч.

В) Предполагаемый год начала строительства

Международный консультант по ТЭО должен был посетить Таджикистан в ноябре 2014 года, чтобы обсудить направление дальнейших действий по проекту с представителями Правительства. С чисто технической точки зрения, можно предположить, что на дополнительные исследования может уйти, по крайней мере, еще один год, и что детальное проектирование и подготовка тендерных документов может занять не менее двух лет. Выход на участие в тендере, оценка конкурсного предложения и переговоры по контракту могут занять около одного года, если не больше.

Вышеуказанные сроки не учитывают срок, необходимый для получения финансирования проекта и было сделано предположение, что финансирование проекта может быть получено параллельно с техническими требованиями. Получение разрешения также не было принято во внимание, но, учитывая важность проекта для страны, предполагается, что этот аспект будет следовать обычным процедурам без задержек.



С) Капитальные затраты для проекта

Оценка капитальных затрат проекта не была представлена в рассматриваемой версии ТЭО. Для выбранной альтернативы (1 290 метров над уровнем моря и 3 200 МВт) предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской гидроэлектростанции будут порядка 5,5 млрд. долларов США.

Общая сумма капитальных затрат в размере 5,5 млрд. долларов США - это однодневные капитальные затраты, которые включают затраты Заказчика, расходы по финансовым операциям (за исключением процентов) и затраты на ликвидацию.



Таблица С-1: Среднемесячная и гарантированная электроэнергия

Средние объёмы, вырабатываемой э/энергии

А) Средние объёмы э/энергии, вырабатываемые только Рогунской ГЭС

Год после начала строительства	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
7	178,6	138,4	146,6	384,7	374,9	374,9	374,9	384,7	286,1	127,3	138,4	148,6	3 058
8	152,5	163,0	165,0	307,5	420,2	492,0	497,1	502,2	420,2	182,5	206,2	278,7	3 787
9	132,2	158,7	220,4	308,6	299,8	423,2	440,8	520,2	370,3	249,6	220,4	349,9	3 694
10	166,0	341,7	634,7	732,3	781,1	1 025,2	1 279,1	1 376,8	683,5	348,0	337,0	535,5	8 241
11	317,3	216,6	196,5	749,1	1 413,9	1 217,3	1 310,9	1 207,9	749,1	461,8	555,5	668,2	9 064
12	611,1	407,4	403,7	509,2	712,9	1 008,2	1 222,1	1 578,6	1 120,3	523,1	716,6	862,0	9 675
13	594,0	554,4	475,2	693,0	891,0	1 138,5	1 386,1	1 633,6	990,0	643,0	682,1	852,9	10 534
14	901,8	832,3	734,8	762,0	877,0	953,7	988,0	1 619,0	1 143,8	737,2	865,8	934,5	11 350
15	952,4	879,0	776,1	804,8	926,2	1 007,2	1 043,5	1 709,9	1 208,0	778,6	914,4	987,0	11 987
16	997,3	920,5	812,7	842,8	970,0	1 054,8	1 092,8	1 790,6	1 265,0	815,4	957,6	1 033,6	12 553
17	1 037,0	957,1	845,0	876,3	1 008,5	1 096,7	1 136,2	1 861,8	1 315,3	847,8	995,7	1 074,7	13 052
18	1 088,6	1 004,7	887,1	919,9	1 058,7	1 151,3	1 192,8	1 954,5	1 380,8	890,0	1 045,2	1 128,2	13 702

В) Средние объёмы э/энергии, вырабатываемые Рогунской ГЭС и остальными ГЭС на реке Вахш после того, как водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 129	1 042	920	954	1 098	1 194	1 237	2 027	1 432	923	1 084	1 170	14 210
Система ГЭС на р. Вахш с Рогунской ГЭС	2 785	2 612	2 321	2 417	2 795	2 994	3 027	4 270	3 341	2 159	2 600	2 852	34 173

Гарантированные объёмы э/энергии

С) Гарантированные объёмы э/энергии, вырабатываемые только Рогунской ГЭС

Год после начала строительства	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
7	147,7	114,4	121,2	318,1	309,9	309,9	309,9	318,1	236,5	105,2	114,4	122,9	2 528
8	126,1	134,7	136,4	254,2	347,4	406,7	411,0	415,2	347,4	150,9	170,5	230,4	3 131
9	109,3	131,2	182,2	255,1	247,8	349,9	364,4	430,0	306,1	206,4	182,2	289,3	3 054
10	187,2	282,5	474,7	605,4	645,8	847,6	1 057,5	1 138,2	565,1	287,7	278,6	442,7	6 813
11	272,3	279,1	312,4	619,3	1 168,9	1 006,4	1 083,8	998,6	619,3	321,8	309,2	502,4	7 494
12	505,2	336,8	363,7	421,0	589,4	833,6	1 010,4	1 305,1	926,2	432,5	562,4	712,6	7 999
13	491,1	458,4	462,9	573,0	736,7	941,3	1 145,9	1 350,5	818,5	461,6	563,9	705,2	8 709
14	836,3	634,2	647,8	647,0	878,6	958,5	991,2	965,7	821,1	515,2	676,5	811,5	9 384
15	883,2	669,8	684,1	683,3	927,9	1 012,3	1 046,9	1 019,9	867,2	544,1	714,5	857,1	9 910
16	924,9	701,4	716,4	715,5	971,7	1 060,1	1 096,3	1 068,0	908,1	569,8	748,2	897,5	10 378
17	961,7	729,3	744,9	744,0	1 010,4	1 102,2	1 139,9	1 110,5	944,2	592,4	778,0	933,2	10 791
18	1 009,6	765,6	782,0	781,0	1 060,7	1 157,1	1 196,6	1 165,8	991,2	621,9	816,7	979,7	11 328

Д) Гарантированные объёмы э/энергии, вырабатываемые Рогунской ГЭС и остальными ГЭС на реке Вахш после того, как водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 047	794	811	810	1 100	1 200	1 241	1 209	1 028	645	847	1 016	11 748
Система ГЭС на р. Вахш с Рогунской ГЭС	2 488	2 015	1 935	1 717	2 781	2 969	3 005	3 046	2 502	1 547	2 078	2 540	28 623

Источник: Исследование ТЭО эксплуатации водохранилища - Приложения

Д) Ежегодные капитальные издержки и этапы проекта

Ежегодные капитальные расходы для проекта были определены из значений, приведенных на рис. 61-64 основного отчета ТЭО (стр. 274 и 275 из 351).

На основании общей стоимости проекта в сумме 5,5 млрд. дол. США, ежегодные капитальные расходы для проекта показаны в Таблице С-2.



Таблица С-2: Капитальные расходы

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
1	103,7	1,9
2	276,1	5,0
3	394,6	7,2
4	531,6	9,7
5	661,9	12,0
6	752,7	13,7
7	738,9	13,4
8	490,3	8,9
9	416,1	7,6
10	392,9	7,1
11	419,4	7,6
12	146,6	2,7
13	100,1	1,8
14	75,1	1,4
Итого	5 500,0	100,0

Проект начнет производить энергию задолго до того, как водохранилище будет полностью заполнен и для того, чтобы согласовать капитальные затраты с выработкой электроэнергии по проекту, было решено рассмотреть три основных этапа проекта:

- Первым основным этапом считается соответствие с вводом в эксплуатацию временных агрегатов №5 и №6, и это, как ожидается, начнется в 7-м году после начала строительства, поэтому первые 6 лет расходов проекта можно отнести к первому этапу
- Вторым важным этапом считается соответствие с вводом в эксплуатацию 6 агрегатов в их окончательной конструкции, и это, как предполагается, произойдет в конце 10-го года после начала строительства
- Третьим важным этапом считается соответствие с завершением плотины и предполагается, что это произойдет в конце 14-го года после начала строительства.

Для каждого из трех вышеуказанных этапов предполагается распределение проектных затрат в следующем порядке:



Этап	Стоимость (млн. дол. США)	Год после начала строительства
Ввод в эксплуатацию агрегатов № 5 и № 6	2 720,6	7
Ввод в эксплуатацию всех агрегатов	2 038,3	10
Завершение строительства плотины	741,1	14
Итого	5 500,0	

Расходы для каждого из этапов представлены в Таблица С-3.

Таблица С-3: Ежегодные расходы для трех этапов

Год	Этап		
	1-ый (%)	2-ой (%)	3-ий (%)
1	3,8	36,3	56,6
2	10,2	24,1	19,8
3	14,5	20,4	13,5
4	19,5	19,3	10,1
5	24,3		
6	27,7		
Итого	100,0	100,0	100,0

Е) Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание

После того, как проект будет полностью завершен, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание будут установлены на уровне 1,25% от капитальных затрат проекта или на уровне 68,75 миллионов долларов США в год, что эквивалентно 21,5 дол. США/кВт-год. По первому этапу и до начала 10 года после начала строительства предполагается, что стоимость на эксплуатацию и техническое обслуживание будет в размере 34 млн долларов в год, а с 11 года до 14 года предполагается, что затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание будут в размере 59,5 млн миллионов долларов США в год.

Ф) Вероятный график эксплуатации и технического обслуживания.

После того, как водохранилище будет полностью заполнено, предполагается, что Рогунская ГЭС будет регулируемой ГЭС в системе реки Вахш, а водохранилище Нурекской ГЭС будет всегда заполнено. Предполагается, что плановое техническое обслуживание будет осуществляться в течение зимнего периода.

Г) Преимущества от уменьшения выбросов CO₂



Из-за размера проектов никакие преимущества от уменьшения уровня выбросов CO₂ не рассматриваются. Кроме того, в настоящее время рынок CO₂ очень ослаблен и вероятно, не обеспечит значительных преимуществ.

Н) Значение излишка электроэнергии

После того, как Рогунская ГЭС начнет работать, вероятно, что производство электроэнергии на всех ГЭС в Таджикистане превысит спрос, особенно в течение летних месяцев. Поэтому избыток или излишек будет доступен электроэнергии, который необходимо поставить, либо продать клиенту/рынку за пределами Таджикистана. Этот избыток электроэнергии предлагается продавать на неопределенных рынках по цене 68,20 дол. США/ МВтч., так как есть клиенты, готовые платить данную сумму за данный тип энергии. Важно отметить, что объем экспорта зависит от передающей способности связанных между собой линий электропередачи, а также объектов электросетевого хозяйства, в системах получателей.

И) Затраты для сценариев «без» Рогунской ГЭС

В сценариях «без» Рогунской ГЭС должна быть рассмотрена стоимость вывода из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС и в этом случае предполагается стоимость в 200 млн. дол. США. Эта сумма, вероятно, будет равномерно распределена в течение 4 лет в равных количествах, начиная с 2017 г.

Как указано в ТЭО, Рогунская ГЭС будет обеспечивать защиту от максимального вероятного наводнения (МВН). Таким образом, для того, чтобы иметь одинаковую производительность в сценариях «без» Рогунской ГЭС, необходимо произвести некоторые работы на существующих гидроэлектростанциях. Стоимость этих работ имела основанную на информации оценку в примерно 1 млрд. дол. США, и это значение рассматривается как дополнительная стоимость в сценариях «без» Рогунской ГЭС. Расходование этой суммы должно начаться, когда высота плотины Рогунской ГЭС достигнет 300 м (так же как на Нурекской ГЭС), что совпадет с 12-м годом после начала строительства, и продолжится в течение 4-х лет с расходом 250 млн. дол. США каждый год.

2.1.1 Возможная к постройке Рогунская ГЭС с учётом более раннего срока ввода в эксплуатацию

В предыдущем разделе, на основе совокупности значений, информации и оценок, описанных в ТЭО, были представлены характеристики Рогунской ГЭС. Следует отметить, что строительные работы на строительной площадке Рогунской ГЭС ведутся в течение нескольких лет, и компании, ответственные за реализацию проекта, считают, что ГЭС может приступить к производству энергии гораздо раньше срока, указанного в предыдущем разделе (2025 год).

Информированные источники в Таджикистане полагают, что первые два агрегата могут быть запущены в эксплуатацию где-то в середине 2019 года, а два следующих агрегата будут запущены в эксплуатацию в январе 2023 года, тогда как последние два агрегата - в июле 2023 года. Следует отметить, что уже было опубликовано приглашение на участие в тендере на определенные основные единицы оборудования и работ.

Принимая во внимание вышеизложенное, было принято решение о разработке сценариев расширения генерации с учетом выработки э/энергии ранее запланированного срока (ранняя выработка) на Рогунской ГЭС. В следующих подразделах указаны данные и сведения, необходимые для моделирования с учётом этого возможного срока ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС. Большая часть данных и информации та же, что и в предыдущем разделе, но некоторые незначительно изменены, и для чтобы не запутаться в них, все данные, необходимые для моделирования ранней генерации Рогуна, приведены ниже. Сюда входят:

- Возможные сроки ввода в эксплуатацию различных очередей станции
- Среднемесячные и гарантированные объёмы энергии по данному Проекту, включая объёмы в течение периода, необходимого для полного заполнения водохранилища и в течение которого будет осуществляться выработка электроэнергии, отпускаемой в систему.
- Капитальные затраты для проекта
- Ежегодные капитальные расходы в период строительства и на этапах проекта



- Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание
- Вероятный график эксплуатации и технического обслуживания
- Преимущества от снижения выбросов CO₂
- Объёмы излишка электроэнергии
- Для сценария «без Рогунской ГЭС» затраты на вывод из эксплуатации существующих объектов Рогунской ГЭС и затраты на строительство объектов для обеспечения такой же защиты от наводнений, какую обеспечивала бы Рогунская ГЭС.

Для этих сценариев расширения генерации выбранная высота плотины составила 1 290 м над уровнем моря, что эквивалентно высоте плотины в 335 м. Выбранная мощность составила 3 600 МВт, поделенная на 6 агрегатов (6 агрегата по 600 МВт).

А) Сроки сдачи в эксплуатацию - Выработка э/энергии раньше запланированного срока

В соответствии с графиком ранней генерации, первые агрегаты (агрегаты №5 и №6, 2x400 МВт) должны быть сданы в эксплуатацию к середине 2019 года. В соответствии с графиком, указанным в ТЭО, следующие два агрегата (агрегаты №4 и №3) должны быть сданы в эксплуатацию приблизительно спустя 42 месяца. Это подразумевает, что согласно модели они будут введены в эксплуатацию к январю 2023 года. Предполагается, что последние два агрегата будут сданы в эксплуатацию спустя 6 месяцев или к июлю 2023 года.

Ожидается, что минимальный уровень водохранилища будет достигнут через 39 месяцев после ввода в эксплуатацию агрегатов №5 и №6 или к октябрю 2022 года. Строительство плотины должно быть завершено через 90 месяцев с начала ввода в эксплуатацию агрегатов №5 и №6 (январь 2027 года), а водохранилище будет заполнено примерно через 5 лет после завершения строительства плотины (декабрь 2031 года).

В) Энергия – Ранняя выработка

На основе значений, представленных на Рисунке 50 основного отчета ТЭО (стр.236 из 351), были определены месячные значения средних объёмов выработки электроэнергии, начиная с генерации электроэнергии агрегатами №5 и №6 и до момента полного заполнения водохранилища, эти значения приведены в Таблице С-1 на период с 2019 по 2031 гг.

В Таблице С-4 также приведена среднемесячная выработка электроэнергии при полностью заполненном водохранилище и указана среднегодовая вырабатываемая способность в размерах 14 210 ГВтч на Рогунской ГЭС, а также в размерах 34 173 ГВтч на всей системе ГЭС на реке Вахш включая Рогунскую ГЭС. Значения гарантированной электроэнергии, представленные в Таблице С-4, были рассчитаны путем взятия части гарантированной электроэнергии к средней энергии, как только водохранилище будет полностью заполнено, и применения этих данных для среднемесячных значений для соответствующих лет. Гарантированная электроэнергия Рогунской ГЭС, когда водохранилище будет полностью заполнено, составит 11 748 ГВтч, а для всей системы ГЭС на реке Вахш включая Рогунскую ГЭС составит 28 623 ГВтч.



Таблица С-4: Среднемесечная и гарантированная энергия Рогунской ГЭС - Ранняя выработка

Средние объёмы, вырабатываемой э/энергии

А) Средние объёмы э/энергии, вырабатываемые только Рогунской ГЭС

Год работы	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
2019	-	-	-	-	-	-	299,0	299,0	247,8	205,1	154,6	126,5	1 332
2020	178,6	138,4	146,6	384,7	374,9	374,9	374,9	384,7	286,1	127,3	138,4	148,6	3 058
2021	152,5	163,0	165,0	307,5	420,2	492,0	497,1	502,2	420,2	182,5	206,2	278,7	3 787
2022	132,2	158,7	220,4	308,6	299,8	423,2	440,8	520,2	370,3	249,6	220,4	349,9	3 694
2023	166,0	341,7	634,7	732,3	781,1	1 025,2	1 279,1	1 376,8	683,5	348,0	337,0	535,5	8 241
2024	317,3	216,6	196,5	749,1	1 413,9	1 217,3	1 310,9	1 207,9	749,1	461,8	555,5	668,2	9 064
2025	611,1	407,4	403,7	509,2	712,9	1 008,2	1 222,1	1 578,6	1 120,3	523,1	716,6	862,0	9 675
2026	594,0	554,4	475,2	693,0	891,0	1 138,5	1 386,1	1 633,6	990,0	643,0	682,1	852,9	10 534
2027	901,8	832,3	734,8	762,0	877,0	953,7	988,0	1 619,0	1 143,8	737,2	865,8	934,5	11 350
2028	952,4	879,0	776,1	804,8	926,2	1 007,2	1 043,5	1 709,9	1 208,0	778,6	914,4	987,0	11 987
2029	997,3	920,5	812,7	842,8	970,0	1 054,8	1 092,8	1 790,6	1 265,0	815,4	957,6	1 033,6	12 553
2030	1 037,0	957,1	845,0	876,3	1 008,5	1 096,7	1 136,2	1 861,8	1 315,3	847,8	995,7	1 074,7	13 052
2031	1 088,6	1 004,7	887,1	919,9	1 058,7	1 151,3	1 192,8	1 954,5	1 380,8	890,0	1 045,2	1 128,2	13 702

В) Средние объёмы э/энергии, вырабатываемые Рогунской ГЭС и остальными ГЭС на реке Вахш после того, как водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 129	1 042	920	954	1 098	1 194	1 237	2 027	1 432	923	1 084	1 170	14 210
Система ГЭС на р. Вахш с Рогунской ГЭС	2 785	2 612	2 321	2 417	2 795	2 994	3 027	4 270	3 341	2 159	2 600	2 852	34 173

Гарантированные объёмы э/энергии

С) Гарантированные объёмы э/энергии, вырабатываемые только Рогунской ГЭС

Год работы	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
2019	-	-	-	-	-	-	247,2	247,2	204,8	169,5	127,9	104,5	1 101
2020	147,7	114,4	121,2	318,1	309,9	309,9	309,9	318,1	236,5	105,2	114,4	122,9	2 528
2021	126,1	134,7	136,4	254,2	347,4	406,7	411,0	415,2	347,4	150,9	170,5	230,4	3 131
2022	109,3	131,2	182,2	255,1	247,8	349,9	364,4	430,0	306,1	206,4	182,2	289,3	3 054
2023	187,2	282,5	474,7	605,4	645,8	847,6	1 057,5	1 138,2	565,1	287,7	278,6	442,7	6 813
2024	272,3	279,1	312,4	619,3	1 168,9	1 006,4	1 083,8	998,6	619,3	321,8	309,2	502,4	7 494
2025	505,2	336,8	363,7	421,0	589,4	833,6	1 010,4	1 305,1	926,2	432,5	562,4	712,6	7 999
2026	491,1	458,4	462,9	573,0	736,7	941,3	1 145,9	1 350,5	818,5	461,6	563,9	705,2	8 709
2027	836,3	634,2	647,8	647,0	878,6	958,5	991,2	965,7	821,1	515,2	676,5	811,5	9 384
2028	883,2	669,8	684,1	683,3	927,9	1 012,3	1 046,9	1 019,9	867,2	544,1	714,5	857,1	9 910
2029	924,9	701,4	716,4	715,5	971,7	1 060,1	1 096,3	1 068,0	908,1	569,8	748,2	897,5	10 378
2030	961,7	729,3	744,9	744,0	1 010,4	1 102,2	1 139,9	1 110,5	944,2	592,4	778,0	933,2	10 791
2031	1 009,6	765,6	782,0	781,0	1 060,7	1 157,1	1 196,6	1 165,8	991,2	621,9	816,7	979,7	11 328

Д) Гарантированные объёмы э/энергии, вырабатываемые Рогунской ГЭС и остальными ГЭС на реке Вахш после того, как водохранилище Рогунской ГЭС будет полностью заполнено

Станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой
Рогунская ГЭС	1 047	794	811	810	1 100	1 200	1 241	1 209	1 028	645	847	1 016	11 748
Система ГЭС на р. Вахш с Рогунской ГЭС	2 488	2 015	1 935	1 717	2 781	2 969	3 005	3 046	2 502	1 547	2 078	2 540	28 623

Источник: Исследование ТЭО эксплуатации водохранилища - Приложения

С) Капитальные затраты проекта - Ранняя выработка

Оценка капитальных затрат проекта не была представлена в рассматриваемой версии ТЭО. По выбранному варианту (1 290 м над уровнем моря и 3 200 МВт), предполагается, что капитальные затраты для завершения строительства Рогунской ГЭС составят порядка 5,5 млрд. дол. США, при этом 1,5 млрд. дол. США будут использованы на агрегаты №5 и №6 в период с 2015 года по 2019 год. Другие расходы необходимо будет понести в 2019 году, чтобы продолжить работы по всему проекту.

Общая сумма капитальных затрат в размере 5,5 млрд. долларов США - это однократные капитальные затраты, которые включают затраты Заказчика, расходы по финансовым операциям (за исключением процентов) и затраты на ликвидацию.

Д) Ежегодные капитальные расходы и этапы проекта - Ранняя выработка



Ежегодные капитальные расходы по проекту были определены на основе данных, полученных из информированных источников, и значений, использованных в предыдущем разделе.

В Таблица С-5 указаны ежегодные капитальные расходы для этого проекта с учётом общей стоимости проекта в размере 5,5 млрд. дол. США.

Таблица С-5: Капитальные расходы для ранней выработки Рогунской ГЭС

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
2015	196,0	3,6
2016	313,7	5,7
2017	396,0	7,2
2018	401,5	7,3
2019	660,7	12,0
2020	752,7	13,7
2021	738,9	13,4
2022	490,3	8,9
2023	416,1	7,6
2024	392,9	7,1
2025	419,4	7,6
2026	246,7	4,5
2027	75,1	1,4
Итого	5,500.0	100.0

Хотя к январю 2027 года планируется завершить строительство плотины, предполагается, что в 2027 году будет потрачено примерно 75,1 млн дол. США на завершение некоторых незначительных оставшихся незавершёнными работ.

Е) Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - Ранняя выработка

После того, как проект будет полностью завершен, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание будут установлены на уровне 1,25% от капитальных затрат проекта или на уровне 68,75 миллионов долларов США в год, что эквивалентно 21,5 дол. США/кВт-год. С 2019 года до конца 2022 года, предполагается, что затраты на ЭИТО составят 18,8 млн. дол. США в год, и с 2023 года до 2027 года - 54,6 млн. дол. США в год.

Ф) Вероятный график эксплуатации и технического обслуживания.

Те же допущения, которые описаны в ТЭО.

Г) Преимущества от снижения выбросов CO₂

Из-за размера проектов никакие преимущества от уменьшения уровня выбросов CO₂ не рассматриваются. Кроме того, в настоящее время рынок CO₂ очень ослаблен и вероятно, не обеспечит значительных преимуществ.

Н) Значение излишка электроэнергии - Ранняя выработка

Этот избыток электроэнергии предлагается продавать на неопределенных рынках по цене 68,20 дол. США/ МВтч.



2.2 ГЭС-кандидаты с отчетом ТЭО или отчетом предварительного ТЭО

Как указано в Разделе 2 исследования для следующих проектов ГЭС были предоставлены Министерством:

- Предварительное ТЭО Строительства ГЭС на реке Фондарья
- ТЭО ГЭС Санобад на реке Пяндж
- Презентация по проектам Нурабад 1 и Нурабад 2
- ТЭО строительства Нурек 2
- ТЭО строительства ГЭС Айни
- ТЭО строительства Яванской ГЭС, подготовленное компанией Синохайдро
- ТЭО строительства Шурабской ГЭС

Учитывая размер Шурабской ГЭС, её характеристики, затраты и производимая ею энергия указаны в следующих разделах.

Доступная информация по Нурабаду-1 и Нурабаду-2 состоит из презентации в PowerPoint для каждой из указанных объектов. В презентациях, видимо, имеется некоторая путаница между характеристиками двух объектов. На основе этой информации невозможно различить оба объекта, и поэтому они не были включены в исследование.

В Таблица С-6 представлена установленная мощность и возможная мощность каждого кандидата - гидроэнергетического проекта с ТЭО или предварительным ТЭО.

Таблица С-6: Мощность гидроэнергетических проектов с исследованиями

Гидроэнергетический проект	Установленная мощность		Объёмы электроэнергии в год	
	Кол-во агрегатов	Всего (МВт)	Средние (ГВтч)	Гарантированные (ГВтч)
Фондарья	5	182,5	569	475
Санобад	4	125	1 082	1 053
Нурек 2 ^[1]	4	100	579,9	517,9
Айни	2	160	637	579
Яван	4	126	451	394
Итого		693.5	3,318.9	3,018.9

Примечание: [1] Значения энергии представлены за 2022 г.

В Таблица С-7 представлены среднемесячная и гарантированная электроэнергия по вышеуказанным проектам. Также приведен коэффициент мощности, основанный на средней электроэнергии. Детали энергетических исследований с указанными значениями представлены в Приложении В3. Как видно, ГЭС Фондарья, Айни и Яван имеют очень низкие коэффициенты мощности в зимние месяцы и даже годовой коэффициент использования установленной мощности считается низким. Предполагается, что установленная мощность была выбрана с учетом выработки 4х месяцев. По-видимому, ГЭС Санобад будет работать и вырабатывать постоянную энергию на протяжении всего года.



Таблица С-7: Среднемесячные и гарантированные объёмы электроэнергии по проектам ГЭС с исследованиями

А) Среднемесячные и гарантированные объёмы э/энергии по ГЭС Фондаря

Месяц	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)
Янв	13,4	9,9	13,4
Фев	11,5	8,4	11,0
Мар	12,6	9,2	11,6
Апр	21,5	15,8	15,7
Май	70,5	51,9	41,0
Июн	121,1	89,2	114,7
Июл	121,1	89,2	101,2
Авг	90,2	66,4	73,6
Сен	45,8	33,7	37,2
Окт	27,0	19,9	23,5
Ноя	18,7	13,8	17,4
Дек	15,5	11,4	14,9
Год	569,0	35,6	475,0

В) Среднемесячные и гарантированные объёмы э/энергии по ГЭС Санобад

Месяц	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)
Янв	91,2	98,1	83,4
Фев	81,4	87,6	75,2
Мар	89,6	96,4	79,3
Апр	88,8	95,5	85,3
Май	92,4	99,4	92,3
Июн	89,5	96,3	89,4
Июл	92,4	99,4	92,3
Авг	92,4	99,4	92,3
Сен	89,5	96,3	89,4
Окт	92,4	99,4	92,3
Ноя	89,5	96,3	89,4
Дек	92,4	99,4	92,3
Год	1082,0	98,8	1053,0

С) Среднемесячные и гарантированные объёмы э/энергии по ГЭС Айни

Месяц	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)
Янв	17,9	15,1	16,1
Фев	14,4	12,1	12,9
Мар	15,8	13,3	13,7
Апр	23,4	19,7	16,6
Май	62,1	52,1	38,5
Июн	110,5	92,8	101,6
Июл	118,5	99,6	129,0
Авг	117,4	98,6	119,5
Сен	75,8	63,7	58,7
Окт	35,9	30,2	30,8
Ноя	25,2	21,2	22,1
Дек	20,0	16,8	19,4
Год	637,0	45,4	579,0

Д) Среднемесячные и гарантированные объёмы э/энергии по Яванской ГЭС

Месяц	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)
Янв	11,2	11,9	10,7
Фев	8,9	9,5	8,5
Мар	9,8	10,5	9,2
Апр	15,0	16,0	11,1
Май	39,8	42,5	25,7
Июн	82,6	88,2	67,9
Июл	93,5	99,7	93,4
Авг	89,6	95,6	80,0
Сен	48,5	51,7	39,2
Окт	23,0	24,6	20,6
Ноя	16,1	17,2	14,8
Дек	12,9	13,7	12,9
Год	451,0	40,9	394,0

Е) Среднемесячные и гарантированные объёмы электроэнергии по Нурекской ГЭС-2

Месяц	2012			2022			2032		
	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Средние объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)	Кэф. Исполыз. Установл. мощности (%)	Гарантир. объёмы выработ. э/энергии (ГВтч)
Янв	47,7	64,1	48,8	47,7	64,1	48,8	43,3	58,2	44,7
Фев	42,5	57,1	42,3	42,5	57,1	42,3	38,5	51,7	38,5
Мар	38,9	52,3	25,7	38,9	52,3	25,7	36,0	48,4	24,1
Апр	39,0	52,4	32,9	39,0	52,4	32,9	36,7	49,3	33,1
Май	39,2	52,7	36,5	39,2	52,7	36,5	37,7	50,7	33,0
Июн	50,0	67,2	33,4	50,0	67,2	33,4	55,5	74,6	30,3
Июл	71,5	96,1	58,3	71,5	96,1	58,3	73,2	98,4	68,1
Авг	73,6	98,9	78,0	73,6	98,9	78,0	73,5	98,8	78,5
Сен	59,3	79,7	41,3	59,3	79,7	41,3	59,9	80,5	44,4
Окт	33,1	44,5	31,9	33,1	44,5	31,9	32,3	43,4	29,3
Ноя	40,4	54,3	42,4	40,4	54,3	42,4	38,7	52,0	40,9
Дек	44,9	60,3	46,6	44,9	60,3	46,6	38,8	52,1	40,5
Год	579,9	66,2	517,9	579,9	66,2	517,9	564	64,4	505,4



В Таблица С-8 представлены расчетные капитальные затраты по каждому проекту, а также период строительства и сроки разработки проекта. Эти затраты планируемые за одну ночь и включают затраты Заказчика, расходы по финансовым операциям (за исключением доли) и затраты на ликвидацию. В Таблица С-9 представлена оценка расходов по каждому проекту.

Таблица С-8: Период подготовки проекта и капитальные затраты проектов с исследованиями

Проект	Период подготовки (лет)	Период строительства (лет)	Капитальные затраты	
			(млн. дол. США)	дол. США/кВт
Фондаря	5	2,5	305,1	1 671,8
Санобад	6	4	280,0	2 640,0
Нурек 2	5	3	148,5	1 485,0
Айни	5	3	304,0	1 900,0
Яван	6	3,5	255,5	2 027,8

Таблица С-9: Расходы для проектов с исследованиями

Проект	Расходы (%)			
	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год
Фондаря	35	45	20	-
Санобад	20	25	35	20
Нурек 2	30	40	30	-
Айни	30	40	30	-
Яван	20	30	35	15

Следует отметить, что оценка капитальных затрат для проекта Санобад не включает в себя стоимость линии электропередач 220 кВ и связанные с ней подстанции для подключения проекта к главной энергосистеме Таджикистана. Эта стоимость включена в затраты на строительство линий электропередач.

Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание для каждого из гидроэнергетических проектов с исследованиями предполагаются в размере 1,5% от капитальных затрат в год.

2.2.1 Возможная к постройке Шурабская ГЭС

ТЭО Шурабской ГЭС было подготовлено в 2011 году для Министерства энергетики и промышленности со стороны РГУП НИПИ «Нурофар». Исследование содержит 17 основных разделов, включая разделы по выбору стройплощадки, геологии, подбору постановки работ на плотине и сметы расходов.

Шурабская ГЭС будет расположена на реке Вахш, вниз по течению от Рогунской ГЭС, и будет состоять из каменнонасыпной плотины и здания электростанции с общей генерирующей мощностью 862,5 МВт, получаемой из четырех генераторов каждый мощностью 219,2 МВт. По оценкам, средняя выработка электроэнергии составит 3 213 ГВтч, что выше значений, указанных в предыдущих исследованиях. Это будет русловая ГЭС, работающая за счет регулирования воды, осуществляемого в результате строительства плотины Рогунской ГЭС.

В рассмотренном ТЭО не указана гарантированная энергия электростанции или месячное распределение энергии. Эти значения были оценены путем корреляции общей средней энергии



с эквивалентными значениями Рогунской ГЭС. Для получения соответствующих значений, предполагалось, что строительство ГЭС начнется в 2020 году (после ввода в эксплуатацию первой очереди Рогунской ГЭС), и ГЭС будет введена в эксплуатацию к 2031 году, к тому времени плотина Рогунской ГЭС будет полностью заполнена. В Таблица С-10 представлены оценки, полученные в результате установления корреляции с ежемесячными значениями энергии Рогунской ГЭС. Следует отметить, что объёмы гарантированной энергии (95% вероятность возможного превышения) составляют 2 656 ГВтч. Коэффициент использования установленной мощности ГЭС при средних условиях составляет 42,5% в годовом исчислении и 71% в августе месяце, и это, скорее всего, указывает на то, что на станции имеется сверх установленная мощность, но выбор этой мощности четко не указан в анализе устойчивости.

Таблица С-10: Среднемесячные и гарантированные объёмы электроэнергии, вырабатываемые на Шурабской ГЭС

Возможности ГЭС	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Средние объёмы (ГВтч)	255,3	235,6	208,0	215,7	248,3	270,0	279,7	458,3	323,8	208,7	245,1	264,5	3 213
Гарантир. объёмы (ГВтч)	236,7	179,5	183,4	183,1	248,7	271,3	280,6	273,4	232,4	145,8	191,5	229,7	2 656

Источник: Сопоставление с исследованием ТЭО по эксплуатации водохранилища - Приложения

Производимая на ГЭС электроэнергия будет поставляться в сеть через ЛЭП 500 кВ протяжённостью около 20 км, которая будет подсоединена к линиям электропередач Рогун-Душанбе. В ТЭО приведены капитальные затраты в размере 6 395 157 000 сомони с указанием стоимости на четвёртый квартал 2011 года. Это равняется 1 343 520 000 долларов США. Тем не менее, в отчёте Всемирного банка под названием «Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения», ноябрь 2012 года, расходы по проекту показаны в размере 1 565 000 000 долларов США (в начале 2012 года) и данное значение увеличивается на 3% на протяжении 3 лет, и к 2015 году затраты на осуществление проекта будут составлять 1 710 000 000 долларов США.

Ежегодные капитальные расходы были определены на основе значений, указанных в графике реализации проекта, представленном в технико-экономическом обосновании. В Таблица С-11 указаны ежегодные капитальные расходы для этого проекта с учётом общей стоимости проекта в размере 1 710 000 000 долларов США.

Таблица С-11: Капитальные расходы Шурабской ГЭС

Год	Расходы	
	(млн. дол. США)	(%)
1	48,6	2,8
2	87,4	5,1
3	124,0	7,3
4	133,1	7,8
5	157,1	9,2
6	225,7	13,2
7	302,9	17,7
8	257,3	15,0
9	174,8	10,2
10	124,1	7,3
11	75,0	4,4
Итого	1,710.0	100.0



После того, как проект будет полностью завершен, ежегодные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание будут установлены на уровне 1,25% от капитальных затрат проекта или на уровне 21,375 миллионов долларов США в год, что эквивалентно 24,8 дол. США/кВт-год.

2.3 ГЭС-кандидаты без ТЭО или предварительного ТЭО

В дополнение к вышеуказанным проектам, по которым были проведены исследования, в Таблице С-12 содержится список гидроэнергетических проектов, которые были упомянуты в других отчетах. Однако, по ним технико-экономические обоснования и предварительные технико-экономические обоснования не были доступны МНІ для рассмотрения. Информация в этой таблице была получена из следующих источников:

- 1) Текущее состояние и перспективы развития энергетики и промышленности Республики Таджикистан, подготовленный МЭП Республики Таджикистан
- 2) Будущие перспективы гидроэнергетики в Республике Таджикистан, подготовленный МЭП Республики Таджикистан
- 3) Энергетический кризис в Таджикистане в зимнее время: Альтернативы спроса и предложения электроэнергии, подготовленные Европейским и Центральным азиатским Регионом Всемирного Банка, ЭСМАП и CAEWDP, Ноябрь 2012 г.
- 4) Оценка вариантов поставки электроэнергии Таджикистана, финансируемого Всемирным банком и подготовленного Fichtner в апреле 2012 г.

Так как целевое исследование с указанием местонахождения, размеров, гидрологии и капитальных затрат не доступно, данные ГЭС не были рассмотрены в качестве вырабатывающих источников, которые необходимо включить в ГПРЭС

Приведенный ниже перечень проектов может включать потенциально важные проекты-кандидаты, которые могут быть разработаны для формирования части будущего плана развития. Рейтинг их потенциала необходимо провести для определения приоритетов в ходе подготовки детального ТЭО из наиболее вероятных вариантов. Следующие комментарии могут быть сделаны по ГЭС, перечисленным в Таблице С-12.

- Время выполнения может составить от 7 до 9 лет, включая предварительное исследование, ТЭО, подготовка документа контракта на проектирование, МТО и строительство, а также проведение торгов и награждений, закрытие финансирования, строительство и ввод в эксплуатацию. Ожидается, что крупные ГЭС с водохранилищем заняли бы более длительное время для разработки, а маленькие русловые ГЭС нуждались бы в более коротком промежутке времени для реализации



Таблица С-12: Проекты ГЭС, по которым не были доступны исследования

Название станции	Река	Установлен мощность (МВт)	Средние объёмы выработки (ГВтч/год)	Инвестиционные затраты	
				(млн. дол. США)	(дол. США/кВт)
Джалбулак	Сурхоб	600	2 000	1 800,0	3 000,0
Сайрон	Сурхоб	500	2 200	760,0	1 520,0
Горген	Сурхоб	600	2 700	880,0	1 466,7
Гарм	Сурхоб	120	737	249,0	2 075,0
Сангвор	Обихингоу	800	2 000	2 400,0	3 000,0
Урфатин	Обихингоу	160	940	349,0	2 181,3
Штиен	Обихингоу	160	985	349,0	2 181,3
Нурабад-1 (Ёнур)	Обихингоу	150	847	310,0	2 066,7
Вистан	Каферниган	200	600	440,0	2 200,0
Сарвоз	Каферниган	250	800	570,0	2 280,0
Явроз	Каферниган	400	1 100	570,0	1 425,0
Ромит	Каферниган	450	1 400	600,0	1 333,3
Багд	Каферниган	150	600	450,0	3 000,0
Обурдон	Зерафшан	120	516	254,0	2 116,7
Дарг	Зерафшан	130	750	292,0	2 246,2
Сангистан	Зерафшан	140	647	292,0	2 085,7
Дупулин	Зерафшан	90	319	190,0	2 111,1
Пенджикент-1	Зерафшан	50	270	75,0	1 500,0
Пенджикент-2	Зерафшан	45	250	60,0	1 333,3
Пенджикент-3	Зерафшан	65	380	95,0	1 461,5

3 ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЯ

Разведанные и подтвержденные запасы угля в стране насчитывают более 4,5 млрд. тонн, которые распределены на более чем 40 месторождениях. В настоящее время 16 предприятий активно участвуют в разработке 13 угольных залежей. В

Таблица С-13 приводится краткое описание запасов угля в нескольких основных шахтах страны, которые были размещены на интернет сайте МЭП с информацией, собранной из соответствующих отчётов.

Таблица С-13: Основные запасы угля

Месторождение	Год ввода в эксплуатацию	Вид угля	Оценочные запасы (млн. тонн)	Теплотворная способность (кКал/кг)	Сера (%)	Азот (%)	Ртуть (%)
Фон-Ягноб	1983	Содержание битума	800	7 936-8 463	0,1-1,96		
Хаками	1932	Антрацит	42	6 453-7 780	0,16-0,4		



Месторождение	Год ввода в эксплуатацию	Вид угля	Оценочные запасы (млн. тонн)	Теплотворная способность (кКал/кг)	Сера (%)	Азот (%)	Ртуть (%)
Миёнаду		Антрацит	645	8 373	1,25		
Назар-Айлок	1991	Антрацит	300	8 394	0,13-0,62	1,04-1,52	
Равноу			179	7 576			
Сайят		Антрацит	1	7 385			
Шураб	1939	Бурый уголь	130	6 679	1,05		
Зидды	1980	Антрацит	90	4 689-7 471	0,51-0,68		

Исходя из информации, полученной с интернет сайта МЭП, в следующей информации представлено краткое изложение по каждой из шахт, указанных в

Таблица С-13:

- Месторождение Фон-Ягноб расположено в Айнинском районе Согдийской области в 130 км к северо-западу от Душанбе. Месторождение простирается на 24 км вдоль рек и является самым крупным угольным месторождением в Центральной Азии. Прогнозные ресурсы составляют около 800 млн. тонн.
- Угольное месторождение Хакими находится в 52 км к западу от Душанбе в горной местности на высоте от 1 550 до 2 100 метров.
- Каменноугольное месторождение Миёнаду расположено в Тавильдаринском районе на границе с ГБАО. Находится в благоприятных физико-географических условиях. Возможна открытая добыча угля.
- Назарайлокское месторождение антрацита находится в Раштском районе в 290 км от Душанбе на слиянии Зерафшанских и Каратегинских хребтов, с ложных высокогорных условиях на высоте 3 600 - 4 000 метров и соединенные автомобильной дорогой.
- Месторождение Равноу находится в Дарвазском районе в ГБАО в высокогорных в тяжело-доступных условиях на высоте 2 900 - 3 500 метров. Для разработки данного проекта необходимо построить новые дороги в трудных горных условиях.
- Месторождение Сайед находится в 67 км к северо-югу Душанбе, юго-восточнее конца Каратегинского хребта в Вахдатском районе.
- Угольное месторождение Шураб находится в 100 км к юго-западу от города Худжанда в Исфаринском районе Согдийской области. Месторождение расположено в северных предгорьях Туркестанского хребта и представлено пятью многопластовыми угленосными площадями с общими запасами 130 млн. тонн.
- Зиддийское месторождение каменных углей расположено на южных отрогах Гиссарского хребта в 70 км к северу от Душанбе.

В этой таблице представлена теплопроизводительность бурого угля с Шурабского месторождения в значениях 6 679 Ккал/кг, что соответствует теплопроизводительности в 28 ГДж/тонна. Производственная информация указывает на теплопроизводительность бурого угля в пределах 15-17 ГДж/тонна. Назначение данного угля должно быть пересмотрено, если теплопроизводительность составляет порядка 28 ГДж/тонна.

В рамках недавнего ТЭО по второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 был проведен анализ угля. Результаты анализа показывают, что средняя тепловая мощность угля, поставляемого на станцию, составляет 21,4 МДж/кг.

На основе предыдущих исследований в настоящее время имеется, по меньшей мере, три угольные шахты, откуда в ближайшее время может поставляться топливо для выработки электроэнергии: Зидды, Шураб и Фоягноб. Эти 3 шахты имеют общий оцененный достоверный



запас примерно в 1 020 млн. тонн, и они могли бы обеспечивать углём несколько электростанций общей мощностью больше 5 000 МВт.

Выработка электроэнергии с использованием угля обычно включает три основные стадии: добычу и подготовку угля, транспортировку угля на электростанцию и преобразование угля в электроэнергию. Подразумевается, что снижение затрат в любой из трёх стадий может в конечном итоге снизить издержки производства на единицу произведённой электроэнергии. При выборе места расположения электростанции, работающей на угле, необходимо учесть несколько важных факторов, таких как доступность земли, источник топлива, транспортировка топлива, передача электроэнергии, доступность воды, золоудаление, экологическое и социально-экономическое влияние.

Вырабатывающая единица, работающая на обычном угле, состоит из котла с угольной топкой, который преобразовывает энергию, содержащуюся в угле, в тепло и далее в пар высокого давления, который используется для вращения паровой турбины, соединённой с генератором электрической энергии. В связи с высокими первоначальными инвестиционными затратами и техническими трудностями, вырабатывающая единица, работающая на угле, обычно используется для удовлетворения базой нагрузки с целью снижения издержек на производство единицы энергии. Это предполагает, что вырабатывающая единица, работающая на угле, должна работать с максимально возможным производством большую часть времени, чтобы достичь экономии, обусловленной ростом масштаба производства. В качестве основного топлива для производства электрической энергии, вырабатываемые технологии, с использованием угля, прошли долгий путь развития и некоторые из них хорошо организованы и оправдывают себя.

Широко используемые технологии по производству электроэнергии путем сжигания угля в современной энергетической промышленности включает угольный порошок (УП) сгорания с/без установки оборудования десульфурации дымовых газов (ДДГ) и сгорания циркулирующего кипящего слоя (ЦКС), которые технически проверены и имеют четко определенные расчётные стоимости. Технологии УП с сжиганием ДТГ и ЦПС также снижают выбросы диоксида серы. Одно из основных преимуществ сжигания ЦПС по сравнению со сжиганием УП состоит в том, что первый может использовать различные виды топлива и не требует ДТГ.

ТЭЦ производят электрическую и полезную тепловую энергию из единого источника топлива, и представляют собой высокоэффективный метод производства электрической энергии. Объекты ТЭЦ легко приспособляемые и могут использовать многие виды топлива, ТТН, природный газ, уголь и ЛТН. Топливо используется для того, чтобы вращать двигатель, или газовую или паровую турбину, которая в свою очередь вращает генератор переменного тока для производства электрической энергии. В ходе этого процесса также вырабатывается тепло. Тогда как тепловые электростанции производят некоторое количество тепла, некоторые выпускают его в окружающую среду. В процессе совместного производства тепла и электрической энергии это тепло используется посредством производства побочных продуктов, таких как пар или горячая вода, которые далее могут быть использованы в производственных процессах или для отопления помещений. Таким образом объекты ТЭЦ направлены на промышленные и институциональные объекты, так как они сокращают счета за электроэнергию и снижают выбросы углерода в атмосферу, и позволяют им независимо вырабатывать свою энергию.

Уголь становится всё более спорным элементом в связи с высоким уровнем образования парниковых газов (ПГ) и других выбросов (если их нельзя будет устранить рентабельным способом) при сравнении с другими вариантами первичной энергии. Самыми передовыми технологиями выработки электроэнергии с использованием угля являются интегрированный цикл комплексной газификации (ИЦКГ) и улавливание и хранение углерода (УиХУ), которые могут значительным образом снизить выбросы парниковых газов в атмосферу. Эти две технологии конечно значительным образом повысят первоначальные капитальные инвестиции, а также производственные и эксплуатационные расходы, и таким образом увеличатся издержки на производство единицы электроэнергии. Было рассчитано, что УиХУ могут увеличить капитальные затраты электростанций, работающих на угле, на 35%. Полагается, что строительство УиХУ зависит от географических и геологических трудностей, подобное оборудование может быть построено на ограниченном пространстве.

Мощность вырабатываемой единицы, работающей на угле, будет в пределах 10 - 1 000 МВт. Обычный срок службы вырабатываемой единицы, работающей на угле, составляет 30-50 лет.



Однако, при экономическом и финансовом анализе обычно используется экономический срок службы в 20-30 лет. Исходя из возможного роста электрической нагрузки в следующие 20 лет, мощность единицы в пределах 150-300 МВт может подходить для электрической системы БТ.

Время на введение в эксплуатацию вырабатывающей единицы, работающей на угле, мощностью 150 МВт или 350 МВт, может составлять шесть-семь лет, если будет выбрана стандартная (или готовая к использованию) технология, что включает предпроектные исследования, ТЭО, оценка экологического воздействия, тендерные документы, документы по разработке, закупке и строительству и оценка предложений, закупки, финансирование и закрытие финансовой отчетности, строительство и сдача в эксплуатацию. Для введения в эксплуатацию единиц большей мощности и применения новых технологий может потребоваться больше времени. Сокращение сроков выполнения проекта за счёт совмещения работ, конечно, может сократить время для выполнения всего проекта, особенно если некоторые из вышеуказанных шагов будут обойдены, используя баланс финансирования и выполнения некоторых шагов параллельно.

ТЭО для Шурабской ТЭС было подготовлено в мае 2005 года, и данная электростанция будет расположена вблизи угольного месторождения Шураб. Станция будет использовать котлы с циркулирующим кипящим слоем ЦКС, четыре генерирующих агрегата, мощность каждого 150 МВт, которые будут соединены с системой БТ через линию электропередач 220 кВ.

Что касается ГПРЭС, то выбранные кандидаты - электрические станции, работающие на угле, включают ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт, все с котлами циркулирующего псевдосжиженного слоя ЦПС, так как эта технология подходит к текущим условиям и требованиям системы, а также спросу по системе на период горизонта планирования.

В Таблица С-14 представлены основные технические, экономические и экологические параметры этих четырех вырабатывающих технологий.

Таблица С-14: Технологии производства электроэнергии на угле

Технология производства э/энергии	ТЭЦ	СНР	ТЭС	ТЭС	Комментарии
Топливо	Уголь				
Полная генерирующая мощность электростанции (МВт)	50	150	150	350	
Полезная мощность (МВт)	44	135	135	322	
Кол-во агрегатов		1	1	1	
Срок эксплуатации (лет)	30	30	30	30	
Срок разработки и реализации (лет)	5-6	5-6	5-6	6-7	
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2020/2021	2020/2021	2020/2021	2021/2022	
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	85	85	85	85	На основе базы данных Национального совета
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	7	7	7	7	по изучению окружающей среды
Частота плановых отключений (%)	8	8	8	8	Четыре недели в год
Объем производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы				
Объем производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы				
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	10 000	9 600	11 600	11 000	
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	3,12	3,12	2,10	2,10	
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	69,1	197,6	207,4	480,1	
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	52,5	150,0	157,5	350,0	
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	5,3	15,0	15,8	35,0	10% от затрат на проектирование, покупку и строительство
Использование средств по кредиту на капитальные затраты станции (%)		30,40,30		20,25,30,25	
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	9,1	25,9	27,2	78,8	Коэффициент 10% для выравнивания затрат до года ввода в эксплуатацию
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	1,0	2,9	3,0	7,0	1,5% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	1,3	3,8	4,0	9,3	2% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 571	1 463	1 537	1 491	С учетом полезной мощности
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	23,57	21,95	23,05	22,36	1,5% от общей капитализированной стоимости
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	10,72	10,24	11,01	10,52	1,5 от общей капитализированных затрат и 40% наличных средств
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,173	0,494	0,519	1,200	0,25% от общей капитализированной стоимости
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,173	0,494	0,519	1,200	0,25% от общей капитализированной стоимости
Количество выбросов CO ₂ (кг/ГДж)	92,470	92,470	92,470	92,470	Неконтролируемые факторы, рассчитываемые с учетом параметров оценки воздействия на окружающую среду
Количество выбросов окиси азота (кг/ГДж)	0,110559	0,110559	0,110559	0,110559	Управлением информации по энергетике США и Агентством охраны окружающей среды США. По ЦКС, ПУ и ESP указаны
Количество выбросов двуокиси серы (кг/ГДж)	0,092133	0,092133	0,092133	0,092133	предположительные показатели.
Количество выбросов твердых примесей (кг/ГДж)	0,025801	0,025801	0,025801	0,025801	Коэффициент выбросов SO ₂ был рассчитан



Ниже представлено краткое описание факторов для четырех кандидатов, а также даётся разъяснение параметров, представленных в Таблица С-14:

- Технологии с применением циркулирующего псевдосжиженного слоя (ЦПС) для ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт были использованы во многих электростанциях по всему миру, они имеются на рынке и технически зарекомендовали себя
- В Таджикистане рекомендуется использовать технологии с применением ЦПС
- Время осуществления всех этих работ займёт 6-7 лет, включая предпроектные исследования, ТЭО, подготовку документа о разработке, покупке и строительстве, а также проведение тендера и присуждение контракта, закрытие финансовой отчётности, строительство и сдача в эксплуатацию. Метод скоростного проектирования и строительства может быть использован для сокращения времени, необходимого для осуществления всех этих работ до 4 лет
- Предполагается, что эквивалентный коэффициент готовности единицы будет около 85%, что основано на информации, полученной с базы данных Североамериканской корпорации по обеспечению надёжности энергосистем. Поэтому коэффициент мощности не может превышать эту величину, так как единица может и не производить энергию в полную мощность на протяжении всего времени в связи с рядом причин, таких как низкий график нагрузки, расход на вращающийся резерв и прочее.
- Тепловая мощность ТЭЦ включает компенсации от реализации тепла и горячей воды
- На основе ТЭО и переговоров с иностранными инвесторами, расходы на разработку, закупку и строительство ТЭЦ мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт, ТЭС мощностью 150 МВт и ТЭС мощностью 350 МВт были рассчитаны на уровне 1 050, 1 000, 1 050 и 1 000 долларов США за единицу максимальной мощности (кВт) соответственно.
- Цены на топливо, используемые в этом исследовании, представляют собой экономически выгодные цены на топливо, которое будет поставляться на станцию, а именно с учётом всех расходов на транспортировку и стоимость погрузочно-разгрузочных работ. Так как большинство из этих электростанций будут построены в устье угольной шахты, ожидается, что стоимость транспортировки будет минимальной
- Затраты Заказчика были рассчитаны на уровне 10% от общей стоимости разработки, закупки и строительства
- Период строительства ТЭЦ, работающей на угле, мощностью 50 МВт, ТЭЦ мощностью 150 МВт и ТЭС, работающей на угле, мощностью 150 МВт составит примерно три года, с денежными расходами в 30%, 40% и 30% с 1 по 3 год периода строительства соответственно. Что касается ТЭС, работающей на угле, мощностью 350 МВт, то период строительства предположительно составит четыре года с использованием денежных средств на уровне 20%, 25%, 30% и 20% с 1 по 4 год периода строительства соответственно. Чтобы согласовать капитальные расходы с датой ввода в эксплуатацию, для расчёта процентов за время строительства (ПЗВС) использовалась базовая учётная ставка
- 1,5% от суммы на разработку, закупку и строительство, затраты собственника и ПЗВС предполагаются, будут затратами на финансирование с учётом комиссионных за обязательство
- 2% от суммы разработки, закупки и строительства, затраты владельца и проценты за время строительства предполагается, будут затратами на прекращение эксплуатации, которые заложены в начале эксплуатации единицы.
- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 1,5% от общей капитализированной стоимости единицы
- Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 1,5% от общей капитализированной стоимости единицы и 40% коэффициента



мощности, так как скорее всего ТЭС будут работать только в течение осенне-зимнего периода. А также включает допустимые льготы выбросов парниковых газов по цене примерно 5 дол. США/тонна.

- Ежегодные расходы по страхованию, предполагается, будут составлять 0,25% от общих капитализированных расходов
- Предполагается, что ежегодные взносы средств в промежуточную восстановительную стоимость будут на уровне 0,25% от общих капитализированных затрат
- Мощность выбросов CO₂, NO_x, SO₂ и твёрдых частиц являются неконтролируемыми факторами, рассчитанными на основе параметров ЦПС, собранных с Ассоциации электронной промышленности и Управления по охране окружающей среды США. Коэффициент выбросов SO₂ был рассчитан исходя из 1% содержания серы в угле.

4 ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Природный газ – это естественная смесь углеводородного газа, состоящая в основном из метана и содержанием до 20% других углеводородов (обычно, этана), а также небольшое количество примесей, таких как углекислый газ. Природный газ широко используется по всему миру и является важным источником энергии во многих сферах применения, включая отопление зданий, выработку электроэнергии, топливозаправщики, подачу тепла и электроэнергии промышленности, а также является исходным материалом для производства таких продуктов как удобрения.

Природный газ в промышленном масштабе добывается на нефтяных месторождениях и газовых месторождениях. Газ, добываемый из нефтяных скважин, называется попутный нефтяной газ или ассоциированный газ. Газовая промышленность выкачивает газ из более многообещающих типов ресурсов: газ в плотных породах, сланцевый газ и угольный метан.

Эффективное и результативное перемещение природного газа из регионов производства в регионы потребления требует наличия обширной и тщательно продуманной системы транспортировки. Во многих случаях, природный газ, добываемый из определенного колодца, необходимо перевозить на большие расстояния, чтобы доставить его на пункт его использования. Система транспортировки природного газа состоит из комплексной сети трубопроводов, предназначенных для быстрой и эффективной транспортировки природного газа с мест его образования до мест, где на природный газ имеется значительный спрос. Транспортировка природного газа тесно связана его хранением. Если транспортируемый природный газ не будет сразу же использован, его необходимо поместить в места его хранилища для последующего использования в случае необходимости.

В связи с его низкой плотностью довольно не просто хранить или транспортировать на машинах природный газ. Использование газовых трубопроводов через океан нецелесообразно. В этих случаях газ можно перевести в жидкую форму на заводе по сжижению природного газа, и затем обратно в газообразную форму на регазификационной установке в терминале. Можно также использовать регазификационное оборудование, установленное на корабле. Транспортное судно по перевозке сжиженного природного газа транспортирует сжиженный природный газ через океаны, тогда как в автоцистернах можно перевозить сжиженный или сжатый природный газ на более короткие расстояния. В настоящее время идёт разработка морского транспорта с использованием суден перевозчиков сжатого природного газа, и при особых условиях он может конкурировать с транспортировкой сжиженного природного газа. Согласно производственной практике сжиженный природный газ является предпочтительной формой для транспортировки больших объёмов природного газа на длинные расстояния, тогда как трубопроводы предпочтительнее использовать для наземной транспортировки природного газа на расстояния до 4 000 км и примерно на половину этого расстояния по морю.

Согласно информации, полученной в МЭП, потенциальные запасы нефти и газа в Таджикистане составляют примерно 1 330 млн. тонн в нефтяном эквиваленте. Из этой суммы запасы нефти составляют около 177 млн. тонн, а остальная часть приходится на природный газ. В настоящее время несколько компаний занимаются разработками месторождений нефти и газа в Таджикистане, это Газпром (Россия), Tethys Petroleum, CNPC (Китайская национальная нефтяная корпорация), TOTAL (Франция) и Сомон Ойл.



Самые крупные запасы газа (более 90%) находятся на юге страны. Сюда входят Саргазонское и Ренганское газовые месторождения, в которых по расчётам содержится около 800 млрд. м³ запасов газа. Ежегодная возможная добыча газа с этих двух газовых месторождений составляет примерно 2,5 млрд. м³. Однако, добыча газа с этих двух месторождений требует комплексного глубинного бурения (5-7 км). Если природный газ обнаружится в достаточных объёмах для снабжения топливом довольно крупных электростанций (50 МВт и больше), а ПРТ и МЭП определяют использование природного газа в энергетическом секторе, внутренний природный газ может быть использован для замены импортируемого газа или внутреннего угля. По экономическим соображениям цена на внутренний природный газ будет составлять 50% от цены за импортируемый газ плюс плата за транспортировку и доставку. Приблизительное потребление газа станцией с парогазовой турбиной замкнутого цикла мощностью 150 МВт будет составлять $150 \cdot 8760 \cdot 0,4 \cdot 7,4 = 3,9 \cdot 10^6$ ГДж, т.е. примерно 110 млн. м³. Так как на данный момент подтверждённые и коммерчески жизнеспособные запасы природного газа для выработки электроэнергии в Таджикистане не известны, вырабатываемые технологии с применением природного газа, предлагаемые в ГПРЭС, основываются на газе, импортируемом из других стран.

Различные технологии с использованием газовых турбин, работающих на природном газе или дизельном топливе, были разработаны и использовались по всему миру для производства электрической энергии. В этом случае, вместо производства пара, который бы вращал турбину, горячие газы от сжигания ископаемых видов топлива используются для вращения турбины и выработки электроэнергии. Газотурбинные установки простого цикла традиционно используются для пиковых нагрузок, так как их можно довольно быстро и легко запустить. Популярность этих установок возросла благодаря развитию технологий и доступности природного газа. Газовые турбины можно объединить с паровой турбиной для образования установки комбинированного цикла. В установках комбинированного цикла, отработанное тепло из газовой турбины направляется в парогенератор-утилизатор (ПУ), который в свою очередь подаёт пар в паровую турбину для вращения генератора э/энергии. Благодаря эффективному использованию тепловой энергии, высвобождаемой из природного газа, установки замкнутого цикла более эффективны по сравнению с паровыми установками или отдельными газовыми турбинами.

Мощность одной газовой турбины может быть от нескольких МВт до 470 МВт. Выбор мощности отдельной установки/станции определяется такими факторами как правила и нормы/политики, месторасположение, требования к нагрузке, доступность топлива, стоимость и доступ к передающей/распределяющей сети. Для данного исследования, чистые размеры отдельных газотурбинных установок замкнутого цикла составляют 150 МВт и 300 МВт и чистая мощность газовых турбин - 50 и 100 МВт. В случае установки мощностью 300 МВт, предполагается, что будут иметься две газотурбинные установки, каждая мощностью по 100 МВт и одна паровая турбина мощностью 100 МВт.

В Таблице С-15 представлены основные технические, экономические и экологические параметры газотурбинных установок замкнутого цикла мощностью 150 МВт и 300 МВт, а также газотурбинных установок мощностью 50 МВт и 100 МВт, работающих на природном газе.



Таблица С-15: Технологии производства энергии с использованием природного газа

Технология производства э/энергии	ПГТ	ПГ	ГТ	ГТ	Комментарии
Топливо	Импортируемый природный газ				
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	156	312	51	102	
Полезная мощность станции (МВт)	150	300	50	100	
Кол-во агрегатов	1	1	1	1	
Срок эксплуатации (лет)	25	25	20	20	
Срок разработки и реализации (лет)	5-6	5-6	4-5	4-5	
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2020/2021	2020/2021	2019/2020	2019/2020	
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	88	88	91	91	На основе базы данных Национального совета по изучению окружающей среды
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	6,0	6,0	5,0	5,0	Три/две недели в год
Частота плановых отключений (%)	6,0	6,0	4,0	4,0	
Объём производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы				
Объём производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы				
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	7 400	7 260	11 200	11 000	
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	10	10	10	10	
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	177,8	335,8	41,1	75,9	
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	135,0	255,0	32,5	60,0	
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	13,5	25,5	3,3	6,0	10% от затрат на проектирование, покупку и строительство
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	30,40,30		60,40		
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	23,3	44,0	4,0	7,4	Коэффициент 10% для выравнивания затрат до года ввода в эксплуатацию
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	2,6	4,9	0,6	1,1	1,5% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	3,4	6,5	0,8	1,5	2% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 185	1 119	823	759	С учетом полезной мощности
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	17,78	16,79	12,34	11,39	1,5% от общей капитализированной стоимости
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	8,63	8,22	15,35	14,34	2% от общей капитализированной стоимости и 40% и 15% движения наличных средств
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,445	0,840	0,103	0,190	0,25% от общей капитализированной стоимости
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,445	0,840	0,103	0,190	0,25% от общей капитализированной стоимости
Количество выбросов CO ₂ (кг/ГДж)	50,338	50,338	50,338	50,338	Неконтролируемые факторы, рассчитываемые с учетом параметров оценки воздействия на окружающую среду Управлением информации по энергетике США и Агентством охраны окружающей среды США. Около 90% окиси азота может быть уменьшено посредством газовых турбин. Коэффициент выбросов SO ₂ был рассчитан исходя из 1% содержания серы в
Количество выбросов окиси азота (кг/ГДж)	0,141024	0,141024	0,141024	0,141024	
Количество выбросов двуокиси серы (кг/ГДж)	0,000026	0,000026	0,000026	0,000026	
Количество выбросов твердых примесей (кг/ГДж)	0,002834	0,002834	0,002834	0,002834	

Ниже представлено краткое описание коэффициентов отдельных мощностей газотурбинных установок замкнутого цикла и газотурбинных установок, а также разъяснения параметров, представленных в Таблице С-15:

- Технологии газотурбинных установок парогазового цикла и газотурбинных установок выбранной мощности технически обоснованы и имеются в продаже, а также были широко использованы для производства электрической энергии по всему миру
- Газотурбинные установки парогазового цикла и газотурбинные установки будут обеспечиваться топливом в виде импортируемого природного газа, который будет поставляться через имеющиеся магистральные трубопроводы
- Для введения в строй газотурбинной установки замкнутого цикла потребуется 5-6 лет, а для газотурбинной установки этот срок будет короче на 1 год, включая предпроектные исследования, ТЭО, подготовка контракта на разработку, закупку и строительство, а также тендерный процесс и вручение контрактов, закрытие финансовой отчетности, строительство и сдача в эксплуатацию
- Предполагается, что эквивалентный коэффициент готовности станции будет в пределах 88% - 91%, на основе информации из базы данных Североамериканской корпорации по обеспечению надёжности энергосистем парогенератор-рекуператор. Поэтому его коэффициент использования производственных мощностей не может превышать этот уровень, так как станция может не работать на полную мощность всё время по различным причинам, таим как низкий график нагрузки, расход на вращающийся резерв и прочее.



- Цена на природный газ – это цена с доставкой на электростанции
- Затраты на разработку, закупку и строительство ПГТ мощностью 150 МВт, ПГТ мощностью 300 МВт, ГТ мощностью 50 МВт и ГТ мощностью 100 МВт были рассчитаны на уровне 900, 850, 650 и 600 долларов США за чистую единицу мощности (кВт) соответственно
- Затраты Заказчика были рассчитаны на уровне 10% от общей стоимости разработки, закупки и строительства
- Период строительства газотурбинной установки замкнутого цикла может составлять три года, а использование денежных средств в размере 30%, 40% и 30% с 1 по 3 год соответственно, тогда как период строительства газотурбинной установки составит два года с использованием денежных средств на уровне 60% и 40%. Чтобы согласовать капитальные расходы с годом введения в эксплуатацию, для расчёта процентов за время строительства (ПЗВС) используется базовая учётная ставка (10%)
- 1,5% от суммы на разработку, закупку и строительство, затраты собственника и ПЗВС предполагаются, будут затратами на финансирование с учётом комиссионных за обязательство
- 2% от суммы разработки, закупки и строительства, затраты владельца и проценты за время строительства предполагается, будут затратами на прекращение эксплуатации, которые заложены в начале эксплуатации единицы.
- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 1,5% от общей капитализированной стоимости единицы
- Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2% от общей капитализированной стоимости единицы и 40% коэффициента использования производственных мощностей газотурбинной установки замкнутого цикла и 15% коэффициента использования производственных мощностей газотурбинных установок. Разрешение смещения выбросов парниковых газов также включено в данный компонент.
- Ежегодные расходы по страхованию, предполагается, будут составлять 0,25% от общих капитализированных расходов
- Предполагается, что ежегодные взносы средств в промежуточную восстановительную стоимость будут на уровне 0,25% от общих капитализированных затрат
- Мощность выбросов CO₂, NO_x, SO₂ и твёрдых частиц являются неконтролируемыми факторами, рассчитанными на основе коэффициентов, собранных с Ассоциации электронной промышленности и Управления по охране окружающей среды США. Предполагается, что использование текущих технологий газотурбинных установок замкнутого цикла и газотурбинных установок снизит NO_x на 90%. Коэффициент загрязнения SO₂ был рассчитан на основе 1% содержания серы в природном газе.

5 ВЫРАБОТКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАЗУТА

Общие разведанные запасы нефти на планете насчитывают около 1,5 трлн. баррелей, согласно данным на конец января 2011 года. Три страны, имеющие наибольшие запасы нефти в мире это - Венесуэла (297 млрд. баррелей), Саудовская Аравия (267 млрд. баррелей) и Канада (178 млрд. баррелей).

Так как нельзя провести прямое исследование геологии подземной части, будут использованы косвенные методы для расчёта объёмов и восстанавливаемости ресурсов. Несмотря на то, что новые технологии повысили точность этих техник, всё ещё остаётся некоторая значительная неопределённость. В целом, большинство из ранних расчётов запасов на нефтяном месторождении являются консервативными и имеют тенденцию расти со временем. Многие страны-производители нефти не раскрывают своих данных по разработке нефтяных месторождений и вместо этого предоставляют непроверенные заявления о запасах своих нефтяных ресурсов. Предполагается, что данные, скрывающиеся некоторыми странами, изменяются по политическим мотивам.



В будущем увеличение запасов, в большей степени, будет зависеть от роста коэффициента нефтеотдачи. На сегодняшний день оно находится на уровне 35% в мире. Подобные увеличения, за счёт добычи нефти вторичным методом и других факторов, могут значительным образом изменить ситуацию с извлекаемыми запасами, продлить период эксплуатации месторождений и отложить пик добычи природной нефти.

Сырая нефть добывается на нефтяных месторождениях, расположенных на земле или в море, и затем преобразовывается в более очищенные продукты на крупных нефтеочистительных заводах. Несколько нефтепродуктов появляется в результате процесса очистки, в том числе газولين, дизельное топливо, тяжёлое дизельное топливо (или тяжёлое топливо для крупных агрегатов) и, используя современные новые крекинг-процессы, петкокк (топливный мазут). Большинство жидких нефтепродуктов может быть использовано для выработки электроэнергии путём использования множества различных методов. Для преобразования нефтепродуктов (включая ЛТН и ТТН) в электрическую энергию используются четыре основных метода:

- Стандартный пар – ТТН или петкокк сжигаются для нагрева воды и получения пара, который будет вращать турбину, которая в свою очередь будет вращать генератор электроэнергии
- Газовая турбина – Легкая топливная нефть (ЛТН) сжигается под давлением и образуются горячие выходящие газы, которые вращают турбину для выработки электроэнергии
- Технология замкнутого цикла –ЛТН сперва сжигается в газовой турбине и затем горячие выходящие газы турбины поступают в парогенератор-рекуператор, которая производит пар, который в свою очередь используется для вращения паровой турбины и соответственно электрогенератора
- Дизельный двигатель – двигатель внутреннего сгорания, который использует тепло сжатия для получения вспышки, чтобы зажечь топливо, которое впрыскивается в камеру сгорания. Мощность дизельного двигателя используется для приведения в движение электрического генератора.

Технология стандартного пара с использованием ТТН не рассматривать в качестве возможной альтернативной выработки, так как другие методы более экономны. Использование петокса для использования в технологии стандартного пара не рассматривалось, в связи с серьёзными экологическими последствиями, а также выбросами, связанными с этим топливом. Наиболее часто этот вид топлива используется вместе с углём.

Дизельные двигатели могут использовать различные виды топлива, такие как ЛТН, ТТН или различной степени вязкости, такие как ТТН 380 и различные виды биотоплива (биодизель и жиры). Три основных типа дизельных двигателей; высокой скорости, средней скорости и низкой скорости. Каждый из них имеет свои преимущества и имеет различные размеры. При больших объёмах производства электрической энергии наиболее часто используется среднескоростной тип двигателя и некоторые установки с использованием низкоскоростных двигателей. На сегодняшний день самый крупный дизельный двигатель имеет мощность около 83 МВт.

В марте 2013 года в Таджикистане был введен в эксплуатацию новый нефтеперерабатывающий завод с возможностью переработки 50 000 тонн в год. Его перерабатывающая мощность возрастёт в два раза, как только будет установлено дополнительное оборудование. В конце июля 2013 года в городе Шахринау был введён в действие другой очистительный завод. Нефтеперерабатывающий завод с возможностью переработки 100 000 тонн нефти ежегодно и в конечном итоге пропускная возможность будет 300 000 тонн в год.

В этом исследовании рассматривалось генераторная среднескоростная дизельная установка (СДУ) мощностью 20 МВт, сжигающая ТТН, а также работающие на ЛТН газотурбинные установки замкнутого цикла мощностью 150 МВт и 300 МВт, и газотурбинные установки мощностью 50 МВт и 100 МВт. Среднескоростные дизельные СДУ двигатели, используемые для обеспечения энергией большие электрогенераторы, работают примерно в 400-800 оборотов в минуту и оптимизированы таким образом, чтобы работать на определённой синхронной частоте вращения в зависимости от частоты выработки (50 или 60 Гц) и они могут быстро реагировать на изменения нагрузки. Самые крупные производимые в настоящее время среднескоростные двигатели мощностью до 20 МВт поставляются такими компаниями как MAN B&W, Wärtsilä и Роллс-Ройс. Большинство из производимых среднескоростных дизельных двигателей являются



четырёхтактными машинами, однако, также имеется несколько двухтактных среднескоростных двигателей, производимых другими компаниями.

Цены на эти виды нефтяного топлива, используемого для работы этих вырабатывающих технологий, основываются на ценах на сырую нефть и представлены в Разделе 4 основного отчёта. В Таблице С-16 представлены технические, экономические и экологические параметры отдельных методов выработки с использованием нефтяного топлива.

Параметры, представленные в Таблице С-16 для парогазовых и газотурбинных технологий аналогичны тем, которые приведены в Таблице С-15, за исключением нетеплового коэффициента, нагрева, стоимости топлива и коэффициентов выбросов. В следующих предложениях представлено лишь описание и разъяснение различий:

- Среднескоростные дизельные установки, газотурбинные установки замкнутого цикла и газотурбинные установки, использующие нефтяное топливо для отдельных мощностей, технически зарекомендовали себя и имеются на рынке, а также были широко использованы при выработке электрической энергии во всём мире
- Затраты на инфраструктуру, необходимую для транспортировки нефтяного топлива, включены в расчётные затраты на топливо
- Предполагается, что эквивалентный коэффициент готовности среднескоростных дизельных установок, газотурбинных установок замкнутого цикла и газотурбинных установок будет составлять 91%, 88% и 91% соответственно, на основе информации, полученной с базы данных Североамериканской корпорации по обеспечению надёжности энергосистем. Поэтому, их коэффициент использования производственных мощностей не может превышать этих значений, так как установка не может всё время работать в полную мощность по ряду причин, таких как низкий график нагрузки, затрат на вращающийся резерв и прочее.
-
- Затраты на разработку, закупку и строительство среднескоростного дизеля мощностью 20 МВт, газотурбинной установки замкнутого цикла мощностью 150 МВт, газотурбинной установки замкнутого цикла мощностью 300 МВт, газотурбинной установки мощностью 50 МВт и газотурбинной установки мощностью 100 МВт были рассчитаны на уровне 1 000, 900, 850, 650 и 600 долларов США за единицу чистой мощности (кВт) соответственно
- Сроки строительства среднескоростного дизеля составят около двух лет с использованием денежных средств в объёме 60% и 40%. Чтобы согласовать капитальные расходы с датой ввода в эксплуатацию, для расчёта процентов за время строительства (ПЗВС) использовалась базовая учётная ставка



Таблица С-16: Технологии производства электроэнергии с использованием нефтяного топлива

Технология производства э/энергии	Дизель	ПГТ	ПГ	ГТ	ГТ	Комментарии
Топливо	Тяжёлая топливная нефть	Лёгкая топливная нефть				
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	20,8	156	312	51	102	
Полезная мощность станции (МВт)	20	150	300	50	100	
Кол-во агрегатов	1	1	1	1	1	
Срок эксплуатации (лет)	25	25	25	20	20	
Срок разработки и реализации (лет)	4-5	5-6	5-7	4-5	4-5	
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019/2020	2020/2021	2020/2022	2019/2020	2019/2020	
Коэффициент эквивалентной готовности (%)	91	88	88	91	91	На основе базы данных Национального совета по изучению окружающей среды
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)	5,0	6,0	6,0	5,0	5,0	
Частота плановых отключений (%)	4,0	6,0	6,0	4,0	4,0	Две/три недели в год
Объём производства э/энергии (суточный)	Согласно потребностям системы					
Объём производства э/энергии (сезонный)	Согласно потребностям системы					
Полезный удельный расход тепла (КДж/кВтч, ВТС)	8 860	6 980	6 850	10 570	10 380	
Стоимость первичного топлива (дол. США/ГДж)	15,17	24,47	24,47	24,47	24,47	
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	25,3	177,8	335,8	41,1	75,9	
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	20,0	135,0	255,0	32,5	60,0	
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	2,0	13,5	25,5	3,3	6,0	10% от затрат на проектирование, покупку и строительство
Использование средств по кредиту на капиталзатраты станции (%)	60,40	30,40,30		60,40		
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	2,5	23,3	44,0	4,0	7,4	Коэффициент 10% для выравнивания затрат до года ввода в эксплуатацию
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,4	2,6	4,9	0,6	1,1	1,5% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,5	3,4	6,5	0,8	1,5	2% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 266	1 185	1 119	823	759	С учетом полезной мощности
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	18,99	17,78	16,79	12,34	11,39	1,5% от общей капитализированной стоимости
Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	10,30	9,19	8,76	16,19	15,16	2% от общей капитализированной стоимости и 40% и 15% движения наличных средств
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,063	0,445	0,840	0,103	0,190	0,25% от общей капитализированной стоимости
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,063	0,445	0,840	0,103	0,190	0,25% от общей капитализированной стоимости
Количество выбросов CO ₂ (кг/ГДж)	69,336	69,336	69,336	69,336	69,336	
Количество выбросов окиси азота (кг/ГДж)	0,000569	0,000569	0,000569	0,000569	0,000569	
Количество выбросов двуокиси серы (кг/ГДж)						
Количество выбросов твердых примесей (кг/ГДж)						

- Переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2% от общей капитализированной стоимости единицы и 40% коэффициента использования производственных мощностей для среднескоростных дизелей и газотурбинных установок замкнутого цикла и 15% коэффициента использования производственных мощностей газотурбинных установок. А также включает допустимые льготы выбросов парниковых газов.
- Коэффициент загрязнения CO₂ и NO_x были рассчитаны на основе информации, полученной в Ассоциации электронной промышленности и Управления по охране окружающей среды США. Известно, что коэффициент загрязнения газотурбинной установкой и газотурбинной установкой замкнутого цикла с использованием ЛТН будет отличаться от коэффициента этих же установок, использующих природный газ.

6 ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

6.1 ВЕТРОВАЯ

Территория Таджикистана на 93% состоит из гор и включает в себя предгорья Гималаев. Горы Памир и Алай возвышаются над ландшафтом, западная Ферганская долина находится на севере, Каферниганская и Вахшская долины, которые находятся на юго-западе, также вносят свой вклад в пейзаж. Сложный высокогорный рельеф страны обуславливает многообразие режимов ветров.

В Таджикистане нет коммерчески-эксплуатируемых ветровых станций. Однако, применение ветровой энергии может быть целесообразным в определенных районах как дополнение к основной энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями. Самые сильные ветры в высокогорных районах, таких как Федченко и Анзоб, где ландшафт страны способствует сближению воздушных потоков, в Худжанде и Файзабаде. Ежегодная средняя скорость ветра в этих регионах составляет приблизительно 5-6 м/сек. Малая средняя скорость 3-4 м/сек была

найдена в открытых низких местностях и широких долинах. В других низменностях, значение годичной скорости ветра не может превышать 1-2 м/сек, и не подходит для выработки ветровой энергии. На Рисунок С-2 изображена карта ветровых ресурсов страны, подготовленная ЗТИЕР, которая была взята из документа, подготовленного для Европейского банка развития и реконструкции (ЕБРР).

На Рисунок С-2 можно увидеть, что самым перспективными районами являются Памир, располагающийся на севере от озера Сарез в ГБАО, туркменский хребет, находящийся в верховьях реки Зерафшан и район Вахшского хребта на границе с Афганистаном. Среди этих районов, только Туркменский хребет в верховьях реки Зерафшан со средней скоростью ветра увеличивающимся до 9 м/сек может внести определенный объем ветровой мощности, так как остальные располагаются вдали от главной энергосистемы и доступ к главной энергосистеме в настоящее время очень затруднителен.

Tajikistan Wind Map at 80m

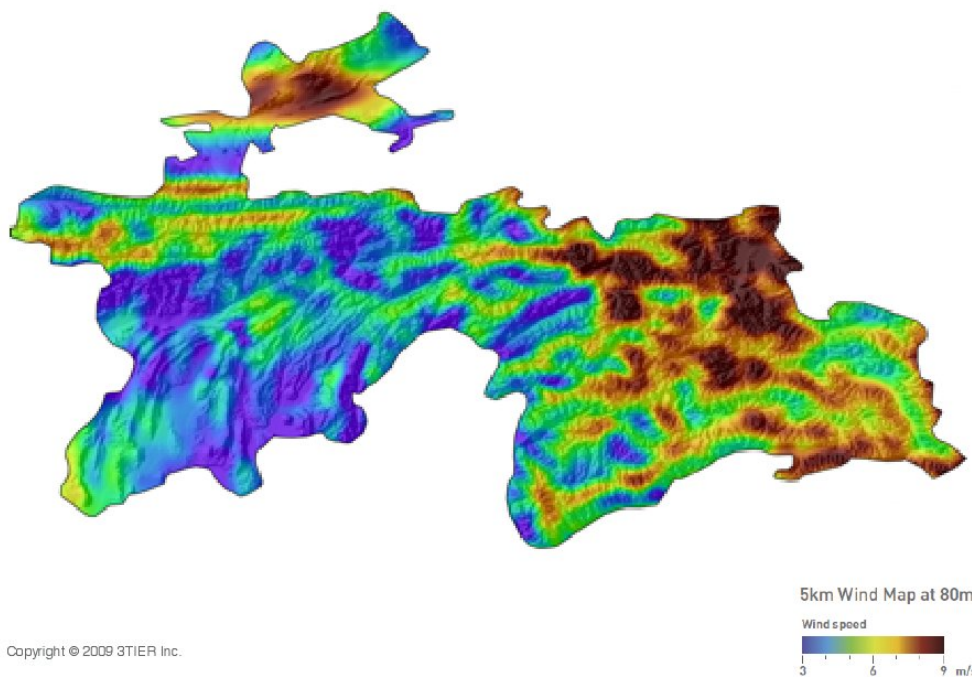


Рисунок С-2: Карта ветровых ресурсов

По этой причине ветровая энергия не рассматривается как приоритетный вариант снабжения электроэнергией в Генплане развития энергетического сектора. Тем не менее, после того, как ветровая энергия, будет с технической точки зрения выполнима, общая мощность в 50 МВт будет включена в генплан. В Таблица С-17 представлены основные технические и экономические параметры технологии по двум выбранным мощностям 10 МВт и 50 МВт.

Ниже приводится краткое описание факторов по ветровым станциям по двум мощностям и пояснения к представленным параметрам в Таблица С-17:

- Технологии ветровой энергии широко использовались во всем мире за последние несколько лет и продуманы с технической и коммерческой стороны
- Время на выполнение четыре года, включая предпроектные исследования, мониторинг ветров, ТЭО, подготовка контрактных документов по проектированию, закупкам и



строительству также как проведение тендера и награждение, прекращение финансирования, строительство и сдача в эксплуатацию

- Вероятный среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ветровых станций может варьироваться от 30% до 40% в зависимости от средней скорости ветра. На некоторых объектах, годовая мощность может быть 50% или выше.
- Доступность мощности ветровой станции всецело обусловлена наличием ветра
- Затраты на проектирование, закупку и строительство станций мощностью 10 МВт и 50 МВт составляют 1 500 дол. США/кВт и 1 400 дол. США/кВт, что очень мало по сравнению с затратами в Северной Америке, но выше чем в таких странах как Китай и Индия.

Таблица С-17: Технологии ветровой энергии

Название ветровой станции	Ветровая энергия	Ветровая энергия	Комментарии
Топливо	Ветер		
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	10,2	51	
Полезная мощность станции (МВт)	10	50	
Кол-во агрегатов	1	1	
Предполагаемое годовое производство э/энергии (ГВтч)	26,3	131,4	
Годовой коэффициент использования установленной мощности (%)	30,0	30,0	
Срок эксплуатации (лет)	20	20	
Срок разработки и реализации (лет)	4	4	
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019	2019	
Коэффициент эквивалентной готовности (%)			В зависимости от наличия ветра
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)			
Частота плановых отключений (%)			
Объём производства э/энергии (суточный)	Не регулируется		
Объём производства э/энергии (сезонный)	Не регулируется		
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	19,0	88,6	
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	15,0	70,0	
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	1,5	7,0	10% от затрат на проектирование, покупку и строительство
Использование средств по кредиту на капитальные затраты станции (%)	60,40		
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	1,8	8,6	Коэффициент 10% для выравнивания затрат до года ввода в эксплуатацию
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,3	1,3	1,5% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,4	1,7	2% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	1 899	1 772	С учетом полезной мощности
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	47,46	44,30	2,5% от общей капитализированной стоимости
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,047	0,221	0,25% от общей капитализированной стоимости
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,047	0,221	0,25% от общей капитализированной стоимости

- Затраты Заказчика были рассчитаны на уровне 10% от общей стоимости разработки, закупки и строительства
- Продолжительность строительства два года с освоением денежных средств в размере 60% и 40%. Чтобы согласовать капитальные расходы с датой ввода в эксплуатацию, для расчёта процентов за время строительства (ПЗВС) использовалась базовая учётная ставка
- 1,5% от суммы на разработку, закупку и строительство, затраты собственника и ПЗВС предполагаются, будут затратами на финансирование с учётом комиссионных за обязательство
- 2% от суммы разработки, закупки и строительства, затраты владельца и проценты за время строительства предполагается, будут затратами на прекращение эксплуатации, которые заложены в начале эксплуатации единицы.



- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2,5% от общей капитализированной стоимости единицы
- Ежегодные расходы по страхованию, предполагается, будут составлять 0,25% от общих капитализированных расходов
- Ежегодные взносы средств в промежуточную восстановительную стоимость предполагается будут на уровне 0,25% от общих капитализированных затрат

6.2 СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

Касательно солнечной энергии применяются две технологии, концентрированная солнечная энергия и фотоэлектрическая. Солнечная ФЭ это небольшой комплекс, более гибкий и обычно является более экономическим решением. Условия климата в Таджикистане считаются более благоприятными для использования солнечной энергии. В основном уровень солнечной радиации высок в горных местностях. Теоретически потенциал страны оценивается приблизительно в 25 млн. кВтч/год.

Из-за благоприятных условий солнечной энергии, солнечная энергия должна рассматриваться как вариант снабжения э/энергией. Тем не менее, поскольку удельные затраты солнечной энергии по-прежнему значительно выше, чем удельные затраты на ГЭС и так как солнечной энергия не может обеспечить гарантированную мощность - по крайней мере в среднесрочной перспективе, до тех пор пока не будут разработаны технологии хранения солнечной энергии - скорее всего, технологии солнечной энергии не смогут решить проблему с электроснабжением в Таджикистане. Поэтому, солнечная энергия не рассматривается как приоритетный вариант электроснабжения в ГПРЭС. Тем не менее, после того как фотоэлектрические панели с технической точки зрения будут выполнимы, общая мощность 50 МВт будет включена в Генплан. В Таблице С-18 представлены основные технические и экономические параметры технологии по двум выбранным мощностям 10 МВт и 50 МВт.



Таблица С-18: Технологии солнечной энергии

Название солнечной электростанции	Солнечная панель	Солнечная панель	Комментарии
Топливо	Солнечный свет		
Полная генерирующая мощность станции (МВт)	10,2	51	
Полезная мощность станции (МВт)	10	50	
Кол-во агрегатов	1	1	
Предполагаемое годовое производство э/энергии (ГВтч)	15,4	77,0	
Годовой коэффициент использования установленной мощности (%)	17,6	17,6	
Срок эксплуатации (лет)	20	20	
Срок разработки и реализации (лет)	4	4	
Самый ранний срок ввода в эксплуатацию	2019	2019	
Коэффициент эквивалентной готовности (%)			В зависимости от наличия солнечного света
Эквивалентная частота вынужденных остановок оборудования (%)			
Частота плановых отключений (%)			
Объём производства э/энергии (суточный)	Не регулируется		
Объём производства э/энергии (сезонный)	Не регулируется		
Общая капитализированная стоимость (млн. дол. США)	22,8	107,6	
Проектирование, закупка и строительство станции (млн. дол. США)	18,0	85,0	
Затраты Заказчика (млн. дол. США)	1,8	8,5	10% от затрат на проектирование, покупку и строительство
Использование средств по кредиту на капзатраты станции (%)	60,40		
Процент, начисляемый в ходе строительства станции (млн. дол. США)	2,2	10,4	Коэффициент 10% для выравнивания затрат до года ввода в эксплуатацию
Затраты на финансирование, включая обязательства (млн. дол. США)	0,3	1,6	1,5% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Затраты на демонтаж (млн. дол. США)	0,4	2,1	2% от суммы всех работ по ППС, издержкам Заказчика и процента, начисляемого в ходе строительства объекта.
Капитальные затраты на единицу мощности станции (дол. США/кВт)	2 278	2 152	С учетом полезной мощности
Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (дол. США/кВт-год)	56,96	53,79	2,5% от общей капитализированной стоимости
Страховые издержки (млн. дол. США/год)	0,057	0,269	0,25% от общей капитализированной стоимости
Затраты на временную замену (млн. дол. США/год)	0,057	0,269	0,25% от общей капитализированной стоимости

Ниже следует краткое описание факторов для станций с солнечными батареями двух типов мощности и пояснения к параметрам, представленным в Таблице С-18:

- Только технологии фотоэлектрической панели будут рассмотрены в данном анализе, и они тщательно продуманы с технической стороны и с коммерческой
- Отведено четыре года на выполнение проекта, включая предпроектные исследования, измерения солнечной радиации, ТЭО, подготовка контрактных документов по проектированию, закупкам и строительству также как проведение тендера и награждение, прекращение финансирования, строительство и сдача в эксплуатацию
- Предполагаемый годовой коэффициент мощности фотоэлектрической солнечной энергии принят как 17,6%.
- Доступность выработанной энергии солнечными фотоэлектрическими панелями всецело зависит от наличия солнечного света
- Затраты на проектирование, закупку и строительство станций мощностью 10 МВт и 50 МВт составляют 1 800 дол. США/кВт и 1 700 дол. США/кВт, очень низкие по сравнению с затратами в Северной Америке, но выше чем в таких странах как Китай и Индия.
- Затраты Заказчика были рассчитаны на уровне 10% от общей стоимости разработки, закупки и строительства
- Продолжительность строительства два года с освоением денежных средств в размере 60% и 40%. Чтобы согласовать капитальные расходы с датой ввода в эксплуатацию, для расчёта процентов за время строительства (ПЗВС) использовалась базовая учётная ставка



- 1,5% от суммы на разработку, закупку и строительство, затраты собственника и ПЗВС предполагаются, будут затратами на финансирование с учётом комиссионных за обязательство
- 2% от суммы разработки, закупки и строительства, затраты владельца и проценты за время строительства предполагается, будут затратами на прекращение эксплуатации, которые заложены в начале эксплуатации единицы.
- Постоянные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание были рассчитаны на основе 2,5% от общей капитализированной стоимости единицы
- Ежегодные расходы по страхованию, предполагается, будут составлять 0,25% от общих капитализированных расходов
- Ежегодные взносы средств в промежуточную восстановительную стоимость предполагается будут на уровне 0,25% от общих капитализированных затрат

6.3 ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Всесторонней оценки по геотермальному потенциалу страны не проводилось. Предполагается, что потенциальные геотермальные ресурсы сосредоточены в конвективных гидротермальных системах предгорий Тянь-Шань. По-видимому, геотермальные ресурсы больше подходят для местных отопительных систем, особенно в отдаленных (гористых) местностях. Звуковой информации о геотермальном потенциале в местностях, которые находятся вблизи передающей сети и который может быть использован для развития геотермальных электростанций мощностью 10 МВт или более не имеется.

Относительно нескольких выявленных геотермальных объектов не проводились геотехнических/геологических исследований. Перспективы геотермальной энергии не ясны. Тем не менее, данные о геологических особенностях страны, Правительство РТ может рассмотреть проведение наземных исследований для выявления предполагаемых геотермальных объектов, которые могут поддерживать геотермальные электростанции. Поэтому геотермальная энергия не рассматривается как вариант для внесения в ГПРЭС.

6.4 БИОМАССА

Комплексной оценки о потенциале биомассы страны не проводилось. В промышленных масштабах деятельности нет преобразования биотоплива в тепловую или электроэнергию. В сельских местностях с крупным животноводством есть небольшие биогазовые генераторы. Эти биогазовые генераторы используются для отопления крупных ферм и, в меньшей степени, для отопления домохозяйств.

Выработка энергии с использованием отходов имеет только ограниченный потенциал и непомерно высокие издержки. Независимые консультанты оценили данный вариант очень дорогим для Таджикистана в ближайшей и среднесрочной перспективе.

Относительно цели данного исследования биомасса не рассматривается как вариант увеличения выработки.

7 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Энергетическая мощность в Таджикистане почти в два раза выше средней в мире, и в три раза выше, чем в большинстве развитых странах.

Потенциал улучшения энергетической эффективности оценено МЭП на 30% от текущего потребления электроэнергии. Другие ставят потенциальную экономию намного выше.

Программа развития Организации Объединенных Наций (ПРООН) задействовала группу международных консультантов для развития Генплана энергетической эффективности (ГПЭЭ) для Таджикистана. Отчёт ГПЭЭ был подготовлен в январе 2011 года и содержит комплексную стратегию для устойчивого развития энергетического сектора с учётом использования возобновляемых источников энергии и энергетической эффективности.



ГПЭЭ была подготовлена в качестве руководства для лиц, принимающих решения и предлагаемых пакетов политических инструментов и мер по устранению барьеров и обеспечения непрерывного достижения экономии энергии. Установленный срок до 2020 года. На данный период не были установлены конкретные, количественные цели по энергосбережению, так как было трудно получить точные измерения по экономии энергии и тот факт, что трудно определить целевые показатели сокращения потребления энергии в условиях, где многие сталкиваются с огромными количествами недоотпущенной энергии.

В рамках подготовки ГПРЭС был подготовлен отчёт по энергетической эффективности и плану продвижения в апреле 2014 года и завершён в феврале 2015 года. В отчёте были выявлены примерно девять мер по улучшению энергоэффективности, включая отопление ТЭЦ как вероятную меру повышения энергоэффективности. Энергетический аудит, ценовая политика, строительные нормы и правила и энергетическая политика в сельских районах не были сохранены для последующего анализа по основаниям, предусмотренным в отчёте. В Таблице С-19 представлены сводные данные о возможной экономии электроэнергии за счёт повышения энергоэффективности. Через несколько лет за счёт реализации данных программ можно будет сэкономить более 910 ГВтч электроэнергии. К 2020 году это составит 6,3% от потребления без ТАЛКО и сосредоточенных нагрузок.



Таблица С-19: Потенциальная экономия энергии в связи с повышением энергоэффективности

Год	Информирование общественности (ГВтч)	СИМ [1] (ГВтч)	Насосное водоснаб- жение (ГВтч)	СВН [2] (ГВтч)	Отопление ТЭЦ (ГВтч)	Итого (ГВтч)	Пиковая нагрузка (МВт)
2015	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-
2017	50	100	100	20	32	302	74,2
2018	65	120	200	30	78	493	82,7
2019	75	140	300	40	110	665	132,2
2020	80	160	360	45	130	775	136,7
2021	80	184	436	55	157	912	141,2
2022	80	184	436	55	157	912	141,2
2023	80	184	436	55	157	912	141,2
2024	80	184	436	55	157	912	141,2
2025	80	184	436	55	157	912	141,2
2026	80	184	436	55	157	912	141,2
2027	65	160	436	55	157	873	133,8
2028	50	130	436	55	157	828	125,2
2029	-	-	436	55	157	648	91,0
2030	-	-	436	55	157	648	91,0
2031	-	-	436	55	157	648	91,0
2032	-	-	436	55	157	648	91,0
2033	-	-	436	55	157	648	91,0
2034	-	-	436	55	157	648	91,0
2035	-	-	436	55	157	648	91,0
2036	-	-	436	55	157	648	91,0
2037	-	-	436	55	157	648	91,0

Примечание: [1] СИМ - Стандарты и маркировка [2] СВН - Солнечные водонагреватели

Прогноз чистой бытовой нагрузки для трех сценариев увеличения нагрузки рассматривался в Разделе 3 основного отчёта, представленного в Таблице С-20, который был рассчитан с учетом прогнозных значений, представленных в Разделе 3 основного отчёта и Таблице С-19. Предполагалось, что программы ЭЭ, представленные в Таблице С-19 будут реализовываться для трех сценариев увеличения нагрузки и такие же улучшения будут достигнуты.

В Таблице С-20 не содержатся данные гарантированного экспорта.



Таблица С-20: Прогноз нагрузки с результатами энергоэффективности

Год	Прогноз нагрузки в жилом секторе						Предполагаемые результаты ЭЭ		Прогноз нагрузки с программами энергоэффективности					
	Наиболее вероятные		Низкий		Высокий		Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)	Наиболее вероятные		Низкий		Высокий	
	Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)	Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)	Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)			Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)	Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)	Энергия (ГВтч)	Пик (МВт)
	2015	21 963	4 179	21 495	4 090	22 276	4 238			21 963	4 179	21 495	4 090	22 276
2016	22 098	4 204	21 437	4 079	22 581	4 296			22 098	4 204	21 437	4 079	22 581	4 296
2017	22 608	4 301	21 871	4 161	23 273	4 428	302	74,2	22 306	4 227	21 569	4 087	22 971	4 354
2018	23 101	4 395	22 210	4 226	23 887	4 545	493	82,7	22 608	4 313	21 717	4 143	23 394	4 462
2019	23 574	4 485	22 519	4 285	24 532	4 667	665	132,2	22 909	4 353	21 854	4 152	23 867	4 535
2020	24 311	4 625	23 089	4 393	25 449	4 842	775	136,7	23 536	4 489	22 314	4 256	24 674	4 705
2021	24 905	4 738	23 498	4 471	26 246	4 993	912	141,2	23 993	4 597	22 586	4 329	25 334	4 852
2022	25 523	4 856	23 919	4 551	27 081	5 152	912	141,2	24 611	4 715	23 007	4 410	26 169	5 011
2023	26 166	4 978	24 354	4 634	27 958	5 319	912	141,2	25 254	4 837	23 442	4 492	27 046	5 178
2024	26 835	5 106	24 803	4 719	28 877	5 494	912	141,2	25 923	4 964	23 891	4 578	27 965	5 353
2025	27 379	5 209	25 199	4 794	29 674	5 646	912	141,2	26 467	5 068	24 287	4 653	28 762	5 505
2026	27 942	5 316	25 605	4 872	30 504	5 804	912	141,2	27 030	5 175	24 693	4 730	29 592	5 662
2027	28 522	5 427	26 023	4 951	31 368	5 968	873	133,8	27 649	5 293	25 150	4 817	30 495	5 834
2028	29 353	5 585	26 677	5 076	32 508	6 185	828	125,2	28 525	5 459	25 849	4 950	31 680	6 060
2029	30 218	5 749	27 356	5 205	33 704	6 413	648	91	29 570	5 658	26 708	5 114	33 056	6 322
2030	31 120	5 921	28 061	5 339	34 962	6 652	648	91	30 472	5 830	27 413	5 248	34 314	6 561
2031	32 060	6 100	28 792	5 478	36 283	6 903	648	91	31 412	6 009	28 144	5 387	35 635	6 812
2032	33 040	6 286	29 551	5 622	37 671	7 167	648	91	32 392	6 195	28 903	5 531	37 023	7 076
2033	33 841	6 439	30 251	5 755	38 976	7 416	648	91	33 193	6 348	29 603	5 664	38 328	7 325
2034	34 670	6 596	30 974	5 893	40 341	7 675	648	91	34 022	6 505	30 326	5 802	39 693	7 584
2035	35 526	6 759	31 722	6 035	41 767	7 947	648	91	34 878	6 668	31 074	5 944	41 119	7 856
2036	36 412	6 928	32 495	6 183	43 259	8 230	648	91	35 764	6 837	31 847	6 092	42 611	8 139
2037	37 328	7 102	33 295	6 335	44 819	8 527	648	91	36 680	7 011	32 647	6 244	44 171	8 436
2038	38 274	7 282	34 121	6 492	46 450	8 837			38 274	7 282	34 121	6 492	46 450	8 837
2039	39 253	7 468	34 975	6 654	48 155	9 162			39 253	7 468	34 975	6 654	48 155	9 162

8 ИМПОРТ

Таджикистан когда-то был частью Единого Энергетического Кольца Центральной Азии (ЕЭКЦА) и имел несколько межсистемных соединений с двумя соседними странами, Узбекистаном и Кыргызстаном и в Туркменистан через Узбекистан. По разным причинам, данные соединения были удалены в 2008-2009 годах и обмен электричеством с ЕЭКЦА закончился. В настоящее время Таджикистан полностью изолирован от ЕЭКЦА и имеет только соединения с Афганистаном и Кыргызстаном.

В дополнение к предлагаемым проектам CASA-1000 и повторное соединение энергосистемы Таджикистана с энергосистемой Узбекистана может содействовать смягчению или решить вопрос энергоснабжения в Таджикистане. В целом есть три варианта возможного импорта:

- Импорт электроэнергии напрямую из Узбекистана
- Импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан
- Импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан

8.1 ИМПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НАПРЯМУЮ ИЗ УЗБЕКИСТАНА

Повторное соединение Таджикистана к ЕЭКЦА (с Узбекистаном) может быть выполнено с незначительной стоимостью, и для Таджикистана было бы достаточно импортировать до 950 МВт электроэнергии в зимнее время. Дальнейшие усилия всех сторон будут необходимы для восстановления торговли.

Также очевидно, что импорт из Узбекистана в будущем может быть ограничен доступными генерирующими мощностями. С увеличением внутреннего спроса очевидно, у Узбекистана не будет избыточной мощности зимой. Тем не менее, некоторая гарантированная мощность может быть доступной в 2015 году после сдачи в эксплуатацию новых электростанций в Узбекистане, но вероятно, она будет ограничена впоследствии. Дополнительная энергия может быть доступна в часы низкого спроса на электроэнергию. Это может сэкономить воду в водохранилищах в



Таджикистане, которые могут быть использованы во время пиковой нагрузки, чтобы обеспечить дополнительную постоянную мощность.

Решение по торговле должно установить основу для импорта и экспорта и преодоления политических ограничений, сдерживающих эффективные торговые отношения. Коммерческие проблемы включают неконтролируемые перетоки электроэнергии, плохую платежную дисциплину и ценообразование. Они могут быть частично рассмотрены в техническом проекте. Тем не менее, по более фундаментальным вопросам торговли между двумя странами потребуется время и согласованные усилия по их решению.

Восстановление энергетического обмена и синхронные операции через границы позволят импортировать электроэнергию в Таджикистан в зимнее время из стран, в которых преобладает тепловая энергия (Узбекистан и Туркменистан) и экспорт излишков в летний период из энергосистемы Таджикистана в которой доминируют ГЭС. Для Таджикистана было бы преимуществом достигнутого в плане снижения зимнего дефицита, увеличение валютных поступлений, в то время как все страны Центральной Азии также принесут пользу в стабилизации энергосистемы, экономии топлива и небольших расходов на электроэнергию летом.

На основе обсуждений выше, потенциальный импорт из Узбекистана может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Мощность: 300 МВт
- Время: непиковые часы системы Узбекистана в зимний период, т.е. около 12 часов в день на шесть зимних месяцев, с октября по март.
- Самые ранние сроки: 2025
- Тариф: 40 дол. США/МВтч

8.2 ИМПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ТУРКМЕНИСТАНА ЧЕРЕЗ УЗБЕКИСТАН

Следует отметить, что Таджикистан и Туркменистан подписали договоры аренды по электроснабжению на несколько лет, но соответствующие меры для транзита («хода») электроэнергии через Узбекистан не был согласован.

Ответвление обширных запасов газа Туркменистана для производства электроэнергии и экспорта будет способствовать активизации попыток прошлых лет по предыдущему контракту энергетической торговли Таджикистан - Туркменистан через существующие линии электропередач. Если условия торговли будут благоприятными, Туркменистан обладает огромными запасами газа для поставки на дополнительные новые электростанции для экспорта электроэнергии.

Хотя линии электропередач существуют, Туркменистан больше не синхронизировал их с энергосистемой Центральной Азии. Изолированные операции возможны, но им потребуется двусторонняя договоренность через Узбекистан, по которой Туркменистан и Узбекистан ведут торговлю при условии, что равная торговля происходит между Узбекистаном и Таджикистаном. Для этого необходимо, чтобы Туркменистан и Таджикистан подписали соглашение на закупку электроэнергии, и все три стороны подписали соглашение о транзитной передаче мощности и электроэнергии.

На основе выше изложенных обсуждений, потенциальный импорт из Туркменистана через Узбекистан может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Гарантированная мощность: 300 МВт
- Время: любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март
- Самые ранние сроки: 2025
- Тариф: 40 дол. США/МВтч

8.3 ИМПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ ТУРКМЕНИСТАНА ЧЕРЕЗ АФГАНИСТАН

ЛЭП из Сангтудинской ГЭС в Афганистан могла бы предоставить альтернативный или дополнительный маршрут для импорта электроэнергии в Таджикистан. Этот вариант



электроснабжения зависит от передающей инфраструктуры в Афганистане и строительство одного или нескольких электростанций на газе в Туркменистане специально для экспорта электроэнергии.

На основе выше изложенных обсуждений, потенциальный импорт из Туркменистана через Афганистан может быть смоделирован по следующим параметрам:

- Гарантированная мощность: 150 МВт на первой стадии и 300 МВт на второй стадии
- Время: любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март
- Самые ранние сроки: 2020
- Тариф: 40 дол. США/МВтч

9 ДРУГИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Другим технически жизнеспособным вариантом выработки для удовлетворения спроса на э/энергию в стране может быть выработка атомной энергии. По оценкам, около 5,5 миллиона тонн запасов урановой руды являются экономически жизнеспособными во всем мире, в то время как 35 миллионов метрических тонн классифицируются как минеральные ресурсы (разумные перспективы возможного экономического извлечения). В 2010 году производство урана во всем мире составляло 53 663 метрических тонн, из которых 33,2% было разработано в Казахстане. Пятью следующими наиболее важными странами по добыче урана являются Канада (18,2%), Австралия (11,0%), Намибия (8,4%), Нигер (7,8%) и Россия (6,6%).

Производство ядерной энергии было установлено с 1950-х гг, мощность реакторов увеличилась с 60 МВт до 1600 МВт с соответствующими экономическими преимуществами в эксплуатации. В тоже время было построено много реакторов меньшей мощности для морского использования и как источники нейтронов, получая огромные технические экспертизы в проектировании небольших агрегатов. В соответствии с определениями от Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), генераторные агрегаты делятся на три категории. В «малую» группу входят те агрегаты, мощность которых меньше, чем 300 МВт, в «среднюю» группа входят, мощностью от 300 до 700 МВт, а в «большую» группу входят агрегаты мощностью свыше 700 МВт. Последние две группы включают большинство рабочих агрегатов с 20-го века. Наиболее распространенные типы атомных электростанций включают реактор с водой под давлением (РВПД), реактор с кипящей водой (РСКВ), реактор с газовым охлаждением (РСГО) и усовершенствованного реактора с газовым охлаждением (УРСГО), легководный реактор с графитовым замедлителем (ЛВРСГЗ), а также реактор тяжелой воды под давлением (РТВПД).

В международной практике выработка атомной энергетики требует очень больших начальных капиталовложений и требует хорошей национальной технологической базы, хорошей нормативно-правовой базы и квалифицированных людских ресурсов для эксплуатации и обслуживания таких электростанций. Однако, Таджикистан имеет очень большой потенциал выработки ГЭС и имеет дефицит электроснабжения только в осенне-зимний период, атомная энергетика не рассматривается в качестве экономически оправданного решения. В целях данного исследования, атомная энергия не будет рассматриваться в ГПРЭС.

Других технически осуществимых вариантов выработки электроэнергии в Таджикистан нет.



**ПРИЛОЖЕНИЕ D: ПЛАНЫ И ЗАТРАТЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ВЫРАБОТКИ
Э/ЭНЕРГИИ**

D1 ВАРИАНТ РАСШИРЕНИЯ 1 - БЕЗ РОГУНСКОЙ ГЭС



Таблица D - 1: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Шураб	370	329	6 993	4 715	4 720	2 273	48	0,00	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	4 837	4 842	2 153	44	0,02	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 002	4 964	4 969	2 032	41	0,17	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	7 007	5 068	5 073	1 934	38	0,32	0,00
2026					7 007	5 175	5 180	1 827	35	1,38	0,01
2027	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 329	5 293	5 298	2 031	38	0,00	0,00
2028					7 329	5 459	5 464	1 864	34	0,03	0,00
2029					7 329	5 658	5 663	1 665	29	0,88	0,00
2030	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 651	5 830	5 835	1 816	31	0,01	0,00
2031					7 651	6 009	6 014	1 637	27	0,17	0,00
2032	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 973	6 195	6 200	1 773	29	0,01	0,00
2033					7 973	6 348	6 353	1 620	26	0,02	0,00
2034					7 973	6 505	6 510	1 463	22	0,07	0,00
2035	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 295	6 668	6 673	1 622	24	0,03	0,00
2036					8 295	6 837	6 842	1 453	21	0,06	0,00
2037	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	8 617	7 011	7 016	1 601	23	0,03	0,00
2038					8 617	7 282	7 287	1 330	18	0,12	0,00
2039	На угле 350 МВт	Зидды	100	92	8 709	7 468	7 473	1 236	17	0,16	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 3: Последовательность увеличения выработки по сценарию 2 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 150 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017			19	19	5 083	4 227	4 232	851	20	303,00	18,99
2018					5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 3x150 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	553	505,8	6 747	4 597	4 602	2 145	47	0,32	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 754	4 715	4 720	2 034	43	1,37	0,00
2023	На угле 150 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб	160	137	6 891	4 837	4 842	2 049	42	0,32	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 898	4 964	4 969	1 928	39	1,37	0,01
2025	на угле 150 МВт, на ветровой энергии 10 МВт и на солнечной энергии 10 МВт	Фон-Ягноб	170	140	7 038	5 068	5 073	1 965	39	0,30	0,00
2026					7 038	5 175	5 180	1 858	36	0,87	0,00
2027	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 173	5 293	5 298	1 875	35	0,30	0,00
2028					7 173	5 459	5 464	1 708	31	4,75	0,01
2029	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 308	5 658	5 663	1 644	29	0,87	0,00
2030	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 443	5 830	5 835	1 608	28	0,84	0,00
2031	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 578	6 009	6 014	1 564	26	0,33	0,00
2032	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 713	6 195	6 200	1 513	24	0,19	0,00
2033	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 848	6 348	6 353	1 495	24	0,05	0,00
2034	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	7 983	6 505	6 510	1 473	23	0,05	0,00
2035	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	8 118	6 668	6 673	1 445	22	0,04	0,00
2036	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	135	8 253	6 837	6 842	1 411	21	0,04	0,00
2037	На угле 150 МВт	Зидды	150	135	8 388	7 011	7 016	1 372	20	0,06	0,00
2038	На угле 2x150 МВт	Зидды	300	270	8 658	7 282	7 287	1 371	19	0,06	0,00
2039	На угле 150 МВт	Зидды	50	45	8 703	7 468	7 473	1 230	16	0,12	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 5: Последовательность увеличения выработки по сценарию 3 - Агрегаты КЦ, работающие на природном газе, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	ПГТ 300 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	ПГТ, вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	403	400,8	6 642	4 597	4 602	2 040	44	4,88	0,01
2022	ПГТ 300 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	ПГТ	320	307	6 949	4 715	4 720	2 229	47	0,00	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 951	4 837	4 842	2 109	44	0,17	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 958	4 964	4 969	1 988	40	0,32	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	6 963	5 068	5 073	1 890	37	0,87	0,00
2026					6 963	5 175	5 180	1 783	34	4,89	0,02
2027	ПГТ 300 МВт	ПГТ	300	300	7 263	5 293	5 298	1 965	37	0,01	0,00
2028					7 263	5 459	5 464	1 798	33	0,17	0,00
2029	ПГТ 300 МВт	ПГТ	300	300	7 563	5 658	5 663	1 899	34	0,01	0,00
2030					7 563	5 830	5 835	1 728	30	0,03	0,00
2031					7 563	6 009	6 014	1 549	26	0,33	0,00
2032	ПГТ 300 МВт	ПГТ	300	300	7 863	6 195	6 200	1 663	27	0,02	0,00
2033					7 863	6 348	6 353	1 510	24	0,05	0,00
2034	ПГТ 300 МВт	ПГТ	300	300	8 163	6 505	6 510	1 653	25	0,02	0,00
2035					8 163	6 668	6 673	1 490	22	0,04	0,00
2036					8 163	6 837	6 842	1 321	19	0,10	0,00
2037	ПГТ 300 МВт	ПГТ	300	300	8 463	7 011	7 016	1 447	21	0,05	0,00
2038	ПГТ 300 МВт	ПГТ	200	200	8 663	7 282	7 287	1 376	19	0,07	0,00
2039					8 663	7 468	7 473	1 190	16	0,16	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 6: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 3 - Агрегаты КЦ, работающие на природном газе, мощностью 300 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039	
Пиковая нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2	
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 361,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 605,6	40 584,4	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2290,6	3102,9	3035,2	2972,6	2885,4	2802,4	3735,5	3568,0	3391,6	3183,9	2872,8	2656,3	2437,7	2295,4	2062,6	1884,2	1789,4	1620,3	1505,7	1090,9	998,0	
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	97,1	934,9	875,8	832,7	828,8	829,1	1763,8	1720,4	1682,9	1630,0	1493,0	1424,6	1358,8	1316,0	1206,7	1152,5	1181,9	1135,0	1137,3	897,7	844,6	
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	418	311	242	147	88	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	183,5	220,4	245,0	280,2	312,0	341,9	370,2	394,3	441,3	483,3	547,9	595,1	639,8	712,7	748,0	808,5	855,8	897,6	970,0	1059,4	1115,8	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	294,1	333,9	341,1	353,3	358,1	363,2	368,0	371,2	383,2	389,0	404,0	410,1	415,9	430,9	436,2	450,1	455,4	460,8	475,5	492,7	499,3	
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	229,7	269,4	272,0	274,7	279,6	279,6	316,6	316,6	353,6	353,6	353,6	390,6	390,6	427,6	427,6	427,6	464,6	489,3	489,3	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	39,3	36,8	35,0	34,8	34,8	74,1	72,3	70,7	68,5	62,7	59,8	57,1	55,3	50,7	48,4	49,6	47,7	47,8	37,7	35,5	
Затраты на ООИЗ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,6	4,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на ООИЗ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,7	1,2	2,1	4,5	7,1	2,0	4,5	1,9	4,1	8,5	4,5	8,2	3,4	6,6	11,7	5,7	6,4	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0											250,0	250,0	250,0	250,0						
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации																										
Затраты на защиту от наводнений																										
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																					
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	156,2	211,6	207,0	202,7	196,8	191,1	254,8	243,3	231,3	217,1	195,9	181,2	166,3	156,5	140,7	128,5	122,0	110,5	102,7	74,4	68,1	
Подитог	270,9	344,0	438,1	438,1	429,5	528,9	560,6	645,0	690,6	735,2	751,3	794,5	891,7	953,9	1083,4	1400,7	1468,1	1596,6	1652,3	1518,6	1582,2	1644,1	1770,1	1920,3	1992,7	
Потребление энергии – ТС	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4893	4557	4245	4021	3746	
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	113,9	124,4	125,7	130,7	132,3	131,8	129,7	125,6	127,8	127,3	131,2	129,5	126,6	128,2	122,3	120,2	115,6	110,3	108,3	107,6	103,0	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	182,6	188,5	175,0	164,8	151,9	140,0	129,0	118,3	111,0	102,4	96,7	89,2	82,3	77,5	71,3	66,9	61,5	56,6	53,1	50,0	46,1	
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	117,9	125,7	115,4	105,9	98,0	89,1	91,7	83,4	84,6	77,0	70,0	70,3	63,9	63,6	57,8	52,5	51,9	49,7	45,2	
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	22,2	18,9	16,3	14,8	13,4	26,0	23,0	20,5	18,0	15,0	13,0	11,3	9,9	8,3	7,2	6,7	5,9	5,3	3,8	3,3	
Затраты на ООИЗ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,9	1,8	3,6	0,6	1,2	0,5	0,9	1,7	0,8	1,3	0,5	0,9	1,4	0,6	0,7	1,1	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	34,2	31,0	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,4	49,5	45,0	40,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4	
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	97,0	119,5	106,2	94,6	83,5	73,7	89,3	77,5	67,0	57,2	46,9	39,4	32,9	28,2	23,0	19,1	16,5	13,6	11,5	7,6	6,3	
Подитог	246,2	284,3	329,1	299,2	266,7	298,6	287,7	300,9	292,9	283,4	263,3	253,2	258,3	251,2	259,4	304,8	290,5	287,2	270,2	225,7	213,8	202,0	197,7	195,0	183,9	
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	465,5	589,9	715,6	846,3	978,7	1110,5	1240,2	1365,9	1493,7	1621,0	1752,1	1881,6	2008,2	2136,4	2258,7	2378,9	2494,5	2604,8	2713,1	2820,7	2923,7	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	967,7	1151,2	1326,2	1491,0	1782,9	1911,9	2203,2	2412,1	2642,9	2893,6	3162,3	3429,6	3695,5	3961,4	4227,3	4493,2	4759,1	5025,0	5290,9	5556,8	5822,7	
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	403,6	523,3	644,6	750,5	848,5	937,6	1029,3	1112,7	1197,3	1274,3	1344,3	1414,5	1478,4	1541,9	1599,7	1652,2	1704,1	1753,8	1799,0	
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	24,7	43,6	59,9	74,6	88,1	114,0	137,1	157,5	175,6	190,6	203,6	214,9	224,8	233,1	240,3	247,0	252,9	258,2	262,0	265,3	
Кум. Затраты на ООИЗ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,3	3,8	4,8	6,5	10,1	10,7	11,9	12,4	13,3	15,0	15,8	17,2	17,7	18,6	20,0	20,6	21,3	22,4	
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Кум. Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	71,7	102,8	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	
Кум. Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,4	103,9	148,8	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	
Кум. Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	18,2	27,6	36,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	
Кум. Доходы от экспорта – ТС	42,3	80,7	115,6	147,3	203,7	255,0	301,6	343,9	382,4	417,4	449,3	478,2	504,5	528,4	550,2	569,9	587,9	604,2	619,1	632,6	644,8	656,0	666,1	675,3	683,7	
Кум. Доходы от экспорта – ТС	8,0	15,3	22,0	28,0	125,0	244,4	350,6	445,2	528,7	602,4	691,7	769,2	836,2	893,4	940,3	979,7	1012,6	1040,7	1063,7	1082,8	1099,3	1112,9	1124,4	1131,9	1138,2	
Подитог	246,2	530,5	859,7	1158,9	1425,6	1724,2	2011,8	2312,7	2605,6	2889,0	3152,3	3405,5	3663,8	3915,0	4174,3	4479,2	4769,6	5056,8	5327,0	5552,7	5766,5					



Таблица D - 7: Последовательность увеличения выработки по сценарию 4 - Пять ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание			Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность				
	Проект		Мощность (МВт)		Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)	
	Технология	Местонахождение	Установленная				Полезная ^{(1),(2)}	(МВт)			(%)
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	ГЭС 125 МВт и солнечная 10 МВт	ГЭС Санобад	135	127	6 898	4 837	4 842	2 056	42	0,86	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 964	4 969	1 935	39	4,88	0,02
2025	ГЭС 160 МВт, на угле 350 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Айни и Шураб	530	487	7 392	5 068	5 073	2 319	46	0,00	0,00
2026					7 392	5 175	5 180	2 212	43	0,00	0,00
2027					7 392	5 293	5 298	2 094	40	0,02	0,00
2028					7 392	5 459	5 464	1 927	35	0,19	0,00
2029	ГЭС 182,5 МВт и на угле 350 МВт	Фандарья и Фон Ягноб	533	505	7 896	5 658	5 663	2 233	39	0,00	0,00
2030					7 896	5 830	5 835	2 061	35	0,00	0,00
2031					7 896	6 009	6 014	1 883	31	0,15	0,00
2032	ГЭС 126 МВт и на угле 350 МВт	Яван и Фон Ягноб	476	448	8 344	6 195	6 200	2 144	35	0,00	0,00
2033					8 344	6 348	6 353	1 992	31	0,01	0,00
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 666	6 505	6 510	2 156	33	0,00	0,00
2035					8 666	6 668	6 673	1 993	30	0,01	0,00
2036					8 666	6 837	6 842	1 825	27	0,01	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 988	7 011	7 016	1 972	28	0,01	0,00
2038					8 988	7 282	7 287	1 701	23	0,02	0,00
2039	На угле 350 МВт	Зидды	150	138	9 126	7 468	7 473	1 653	22	0,02	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 9: Последовательность увеличения выработки по сценарию 5 - Четыре ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	ГЭС 125 МВт и солнечная 10 МВт	ГЭС Санобад	135	127	6 898	4 837	4 842	2 056	42	0,86	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 964	4 969	1 935	39	4,88	0,02
2025	ГЭС 160 МВт, на угле 350 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Айни и Шураб	530	487	7 392	5 068	5 073	2 319	46	0,00	0,00
2026					7 392	5 175	5 180	2 212	43	0,00	0,00
2027					7 392	5 293	5 298	2 094	40	0,02	0,00
2028					7 392	5 459	5 464	1 927	35	0,19	0,00
2029	ГЭС 182,5 МВт и на угле 350 МВт	Фандарья и Фон Ягноб	533	505	7 896	5 658	5 663	2 233	39	0,00	0,00
2030					7 896	5 830	5 835	2 061	35	0,00	0,00
2031					7 896	6 009	6 014	1 883	31	0,15	0,00
2032	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 218	6 195	6 200	2 018	33	0,00	0,00
2033					8 218	6 348	6 353	1 866	29	0,01	0,00
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 540	6 505	6 510	2 030	31	0,01	0,00
2035					8 540	6 668	6 673	1 867	28	0,01	0,00
2036					8 540	6 837	6 842	1 699	25	0,02	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 862	7 011	7 016	1 846	26	0,01	0,00
2038	На угле 350 МВт	Зидды	200	184	9 046	7 282	7 287	1 759	24	0,02	0,00
2039					9 046	7 468	7 473	1 573	21	0,04	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 11: Последовательность увеличения выработки по сценарию 6 - Три ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	ГЭС 125 МВт и солнечная 10 МВт	ГЭС Санобад	135	127	6 898	4 837	4 842	2 056	42	0,86	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 964	4 969	1 935	39	4,88	0,02
2025	ГЭС 160 МВт, на угле 350 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Айни и Шураб	530	487	7 392	5 068	5 073	2 319	46	0,00	0,00
2026					7 392	5 175	5 180	2 212	43	0,00	0,00
2027					7 392	5 293	5 298	2 094	40	0,02	0,00
2028					7 392	5 459	5 464	1 927	35	0,19	0,00
2029	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 714	5 658	5 663	2 050	36	0,00	0,00
2030					7 714	5 830	5 835	1 879	32	0,03	0,00
2031	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 036	6 009	6 014	2 022	34	0,00	0,00
2032					8 036	6 195	6 200	1 836	30	0,01	0,00
2033					8 036	6 348	6 353	1 683	26	0,02	0,00
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 358	6 505	6 510	1 848	28	0,01	0,00
2035					8 358	6 668	6 673	1 685	25	0,02	0,00
2036					8 358	6 837	6 842	1 516	22	0,04	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 680	7 011	7 016	1 664	24	0,02	0,00
2038	На угле 350 МВт	Зидды	200	184	8 864	7 282	7 287	1 577	22	0,04	0,00
2039					8 864	7 468	7 473	1 391	19	0,08	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 13: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	ГЭС 125 МВт и солнечная 10 МВт	ГЭС Санобад	135	127	6 898	4 837	4 842	2 056	42	0,86	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 964	4 969	1 935	39	4,88	0,02
2025	На угле 350 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб	370	327	7 232	5 068	5 073	2 159	43	0,00	0,00
2026					7 232	5 175	5 180	2 052	40	0,00	0,00
2027					7 232	5 293	5 298	1 934	37	0,17	0,00
2028					7 232	5 459	5 464	1 767	32	0,87	0,00
2029	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 554	5 658	5 663	1 890	33	0,01	0,00
2030					7 554	5 830	5 835	1 719	29	0,18	0,00
2031	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 876	6 009	6 014	1 862	31	0,01	0,00
2032					7 876	6 195	6 200	1 676	27	0,02	0,00
2033					7 876	6 348	6 353	1 523	24	0,19	0,00
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 198	6 505	6 510	1 688	26	0,02	0,00
2035					8 198	6 668	6 673	1 525	23	0,03	0,00
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 520	6 837	6 842	1 678	25	0,02	0,00
2037					8 520	7 011	7 016	1 504	21	0,04	0,00
2038	На угле 350 МВт	Зидды	250	230	8 750	7 282	7 287	1 463	20	0,06	0,00
2039					8 750	7 468	7 473	1 277	17	0,13	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 14: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ликвидная нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 361,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 065,6	40 584,4
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2290,6	3102,9	4089,4	4097,1	4351,7	4032,2	6259,4	5939,0	5676,1	5257,8	6091,4	5614,6	6388,9	5851,2	5459,5	6487,1	5985,3	6887,7	6373,0	6640,7	6022,2
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	97,1	934,9	1930,1	1907,1	2110,1	1826,1	3816,5	3619,6	3495,1	3279,3	4358,1	4055,5	4985,4	4549,3	4285,5	5443,6	5074,1	6109,4	5727,3	6213,6	5712,2
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	418	311	242	292	373	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	183,5	220,4	212,3	213,7	205,5	217,9	233,0	245,3	258,3	275,2	301,0	319,7	344,5	367,2	383,4	407,8	426,0	450,7	471,1	510,3	531,2
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	294,1	333,9	345,9	349,9	351,5	357,6	374,8	379,8	385,0	391,8	412,0	419,5	439,3	448,4	454,9	474,6	481,9	501,6	509,9	532,6	541,1
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	243,6	266,0	307,6	310,3	366,1	366,1	366,1	366,1	417,0	417,0	468,0	468,0	468,0	518,9	518,9	569,8	569,8	606,2	606,2
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	39,3	81,1	80,1	88,6	76,7	160,3	152,0	146,8	137,7	183,0	170,3	209,4	191,1	180,0	228,6	213,1	256,6	240,5	266,2	239,9
Затраты на ООИЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	3,1	0,5	4,9	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на ООИЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	3,0	2,1	3,8	1,0	1,7	3,1	6,9	2,6	5,8	2,3	5,9	10,3	4,1	7,7	3,3	6,2	6,3	11,4
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	156,2	211,6	278,9	279,4	296,8	275,0	426,9	405,0	387,1	358,6	415,4	382,9	435,7	399,0	372,3	442,4	408,2	469,7	434,6	452,9	410,7
Подитог	270,9	344,0	438,1	438,1	429,5	528,9	517,6	545,5	568,2	605,4	617,5	649,1	681,5	729,5	809,4	1108,6	1186,9	1240,7	1283,4	1100,8	1148,7	1221,6	1272,2	1372,7	1428,3
Потребление энергии – ТС	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4893	4557	4245	4021	3746
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	113,9	124,4	108,9	99,7	87,1	84,0	81,7	78,2	74,8	72,5	72,0	69,6	68,2	66,0	62,7	60,6	57,6	55,4	52,6	51,8	49,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	182,6	188,5	177,5	163,2	149,1	137,9	131,4	121,0	111,5	103,2	98,6	91,3	86,9	80,7	74,4	70,5	65,1	61,6	56,9	54,1	49,9
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	125,0	124,1	130,5	119,6	128,3	116,7	106,0	96,4	99,8	90,8	82,6	84,2	76,5	77,1	70,1	70,0	63,6	61,5	56,0
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	22,2	41,6	37,4	37,6	29,6	56,2	48,4	42,5	36,3	43,8	37,1	41,4	34,4	29,4	34,0	28,8	31,5	26,9	26,5	22,1
Затраты на ООИЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,8	1,1	3,3	0,3	0,5	0,9	2,1	0,6	1,3	0,4	1,1	1,7	0,6	1,0	0,4	0,7	0,6	1,1
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	97,0	119,5	143,1	130,4	125,9	106,0	149,6	129,1	112,1	94,4	99,5	83,3	86,2	71,8	60,9	65,8	55,2	57,7	48,5	46,0	37,9
Подитог	246,2	284,3	329,1	299,2	266,7	298,6	265,6	254,5	241,0	233,4	216,4	206,8	197,4	192,1	193,8	241,3	234,8	223,1	209,9	163,6	155,2	150,1	142,1	139,4	131,8
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	465,5	589,9	698,8	798,5	885,6	969,7	1051,3	1129,5	1204,3	1276,8	1348,8	1418,4	1486,6	1552,6	1615,3	1675,9	1733,5	1788,8	1841,5	1893,3	1942,3
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	962,7	1151,2	1328,7	1491,9	1641,0	1778,8	1910,2	2031,2	2142,8	2245,9	2344,5	2435,8	2522,8	2603,4	2677,8	2748,3	2813,5	2875,1	2932,0	2986,1	3036,0
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	410,8	534,9	665,3	784,9	913,2	1029,9	1135,9	1232,4	1332,2	1423,0	1515,5	1599,7	1676,2	1753,4	1823,5	1893,5	1957,1	2018,7	2074,6
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	24,7	66,3	103,7	141,2	170,8	227,0	275,4	318,0	354,2	398,0	435,1	476,5	510,9	540,3	574,3	603,1	634,6	661,5	688,0	710,1
Кум. Затраты на ООИЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	5,1	6,2	9,6	9,9	10,5	11,4	13,5	14,1	15,4	15,8	16,9	18,6	19,2	20,2	20,6	21,3	21,9	23,0
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	18,2	27,6	36,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
Кум. Доходы от экспорта – ТС	42,3	80,7	115,6	147,3	203,7	255,0	301,6	343,9	382,4	417,4	449,3	478,2	504,5	528,4	550,2	569,9	587,9	604,2	619,1	632,6	644,8	656,0	666,		



Таблица D - 15: Последовательность увеличения выработки по сценарию 8 - Одна ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	На угле 350 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб	360	324	7 095	4 837	4 842	2 253	47	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 102	4 964	4 969	2 132	43	0,02	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	7 107	5 068	5 073	2 034	40	0,17	0,00
2026					7 107	5 175	5 180	1 927	37	0,34	0,00
2027					7 107	5 293	5 298	1 809	34	4,89	0,01
2028	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 429	5 459	5 464	1 964	36	0,01	0,00
2029					7 429	5 658	5 663	1 765	31	0,32	0,00
2030	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 751	5 830	5 835	1 916	33	0,01	0,00
2031					7 751	6 009	6 014	1 737	29	0,03	0,00
2032					7 751	6 195	6 200	1 551	25	0,19	0,00
2033	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 073	6 348	6 353	1 720	27	0,01	0,00
2034					8 073	6 505	6 510	1 563	24	0,03	0,00
2035	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 395	6 668	6 673	1 722	26	0,02	0,00
2036					8 395	6 837	6 842	1 553	23	0,04	0,00
2037					8 395	7 011	7 016	1 379	20	0,08	0,00
2038	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	8 717	7 282	7 287	1 430	20	0,07	0,00
2039					8 717	7 468	7 473	1 244	17	0,16	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 17: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 152	4 157	1 544	37	242,00	11,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 256	4 261	1 980	46	15,86	0,11
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 329	4 334	2 329	54	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 671	4 410	4 415	2 256	51	0,30	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 673	4 492	4 497	2 175	48	0,32	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 680	4 578	4 583	2 097	46	0,86	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	6 685	4 653	4 658	2 027	44	1,37	0,01
2026	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	7 007	4 730	4 735	2 271	48	0,00	0,00
2027					7 007	4 817	4 822	2 184	45	0,00	0,00
2028					7 007	4 950	4 955	2 051	41	0,04	0,00
2029					7 007	5 114	5 119	1 888	37	0,87	0,00
2030	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 329	5 248	5 253	2 076	40	0,00	0,00
2031					7 329	5 387	5 392	1 937	36	0,01	0,00
2032					7 329	5 531	5 536	1 792	32	0,17	0,00
2033	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 651	5 664	5 669	1 981	35	0,01	0,00
2034					7 651	5 802	5 807	1 844	32	0,01	0,00
2035					7 651	5 944	5 949	1 701	29	0,01	0,00
2036					7 651	6 092	6 097	1 554	25	0,19	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 973	6 244	6 249	1 724	28	0,01	0,00
2038					7 973	6 492	6 497	1 476	23	0,06	0,00
2039	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	150	138	8 111	6 654	6 659	1 451	22	0,05	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 19: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 152	4 157	1 544	37	242,00	11,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 256	4 261	1 980	46	15,86	0,11
2021	ГЭС 100 МВт и 125 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Нурекская ГЭС-2, ГЭС Санобад-1 и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	328	325,8	6 567	4 329	4 334	2 232	52	1,37	0,00
2022	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Шураб	370	329	6 896	4 410	4 415	2 481	56	0,00	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 898	4 492	4 497	2 400	53	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 578	4 583	2 322	51	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	6 910	4 653	4 658	2 252	48	0,00	0,00
2026					6 910	4 730	4 735	2 174	46	0,04	0,00
2027					6 910	4 817	4 822	2 087	43	0,32	0,00
2028					6 910	4 950	4 955	1 954	39	1,37	0,01
2029	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	7 232	5 114	5 119	2 113	41	0,00	0,00
2030					7 232	5 248	5 253	1 979	38	0,15	0,00
2031					7 232	5 387	5 392	1 840	34	0,32	0,00
2032	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 554	5 531	5 536	2 017	36	0,00	0,00
2033					7 554	5 664	5 669	1 884	33	0,01	0,00
2034					7 554	5 802	5 807	1 747	30	0,03	0,00
2035	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 876	5 944	5 949	1 926	32	0,01	0,00
2036					7 876	6 092	6 097	1 779	29	0,01	0,00
2037					7 876	6 244	6 249	1 627	26	0,04	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	300	276	8 152	6 492	6 497	1 655	25	0,02	0,00
2039					8 152	6 654	6 659	1 492	22	0,06	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 21: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 535	4 540	1 161	26	303,00	16,79
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 705	4 710	1 531	32	212,21	3,41
2021	На угле 2x350 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	803	744,8	6 986	4 852	4 857	2 129	44	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 993	5 011	5 016	1 977	39	0,32	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	5 178	5 183	1 812	35	4,89	0,02
2024	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Фон-Ягноб	370	329	7 324	5 353	5 358	1 966	37	0,03	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	7 329	5 505	5 510	1 819	33	0,17	0,00
2026					7 329	5 662	5 667	1 661	29	0,88	0,00
2027	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 651	5 834	5 839	1 812	31	0,01	0,00
2028					7 651	6 060	6 065	1 586	26	0,19	0,00
2029	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 973	6 322	6 327	1 646	26	0,02	0,00
2030					7 973	6 561	6 566	1 407	21	0,23	0,00
2031	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 295	6 812	6 817	1 478	22	0,05	0,00
2032	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	8 617	7 076	7 081	1 536	22	0,05	0,00
2033					8 617	7 325	7 330	1 287	18	0,14	0,00
2034	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	8 939	7 584	7 589	1 350	18	0,12	0,00
2035					8 939	7 856	7 861	1 078	14	0,35	0,00
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	350	322	9 261	8 139	8 144	1 116	14	0,31	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	350	322	9 583	8 436	8 441	1 142	14	0,30	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	350	322	9 905	8 837	8 842	1 062	12	0,43	0,00
2039					9 905	9 162	9 167	738	8	1,22	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 22: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039	
Пиковая нагрузка	4 243,2	4 301,3	4 358,8	4 467,0	4 540,2	4 710,3	4 857,3	5 016,2	5 183,0	5 358,0	5 509,6	5 667,5	5 839,3	6 064,7	6 326,6	6 565,8	6 817,2	7 081,3	7 329,6	7 589,2	7 860,6	8 144,4	8 441,1	8 842,5	9 167,0	
Потребление энергии	22 957,7	23 262,6	23 652,9	24 075,2	25 193,2	26 005,9	26 665,1	27 500,5	28 377,1	29 297,0	30 093,7	30 923,5	31 826,8	33 011,1	34 388,0	35 645,4	36 966,5	38 354,5	39 659,6	41 024,1	42 450,7	43 942,4	45 502,1	47 781,1	49 486,7	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	102,0	219,2	289,4	469,1	426,3	385,2	459,3	559,1	523,5	582,3	540,1	613,4	549,2	601,3	653,5	587,0	625,8	570,2	642,5	683,8	702,9	617,5	
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	74,8	834,0	2706,3	2379,2	2147,7	3034,7	4096,2	3877,3	4612,8	4385,3	5337,1	4889,5	5595,1	6237,0	5692,3	6113,0	5559,1	6280,2	6691,8	6881,1	6023,0	
Сброс воды (ГВтч)	3 021	2 951	2 854	2 774	250	128	73	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	185,8	263,5	241,2	257,5	275,2	297,7	316,1	333,3	358,2	383,7	418,8	445,5	480,8	517,7	548,0	593,0	623,7	669,4	715,6	780,1	822,4	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	295,0	341,1	367,4	375,1	382,9	403,0	411,6	418,5	438,4	448,6	472,6	483,3	507,4	532,0	544,2	572,2	584,5	612,8	641,1	676,9	694,0	
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	294,5	297,2	299,9	353,5	358,4	358,4	409,3	409,3	460,3	460,3	511,2	562,1	613,1	613,1	664,0	714,9	765,9	765,9	765,9	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	35,0	113,7	99,9	90,2	127,5	172,0	162,8	193,7	184,2	224,2	205,4	235,0	262,0	239,1	256,7	233,5	263,8	281,1	289,0	253,0	
Затраты на ООХЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,8	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,4	0,5	1,4	6,4	
Затраты на ООХЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,5	5,3	1,7	3,8	7,7	2,8	6,9	3,7	9,0	4,9	3,5	8,4	5,5	12,1	7,8	5,5	5,7	14,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0																								
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации				50,0	50,0	50,0																				
Затраты на защиту от наводнений																250,0	250,0	250,0	250,0							
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																					
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	7,0	149,5	197,4	320,0	290,8	263,0	313,7	381,3	357,0	397,1	368,4	418,3	374,8	410,2	445,5	400,4	426,6	388,9	438,2	466,4	479,4	421,0	
Подитог	270,9	344,0	438,1	439,9	435,5	589,2	607,2	651,0	704,4	779,0	789,5	833,5	914,6	973,5	1074,0	1387,8	1488,2	1591,0	1660,7	1523,1	1588,0	1689,1	1801,4	1948,8	2043,9	
Потребление энергии – ТС	20871	19225	17771	16444	15646	14680	13683	12829	12035	11295	10548	9853	9219	8693	8232	7757	7314	6898	6485	6098	5736	5398	5082	4851	4567	
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	115,4	148,7	123,8	120,1	116,7	114,8	110,8	106,2	103,8	101,0	100,3	97,0	95,1	93,1	89,6	88,1	84,3	82,2	79,9	79,2	75,9	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	183,2	192,6	188,5	175,0	162,4	155,4	144,3	133,4	127,0	118,1	113,1	105,2	100,4	95,7	89,0	85,0	79,0	75,3	71,6	68,7	64,0	
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	151,2	138,7	127,2	136,3	125,6	114,2	118,6	107,8	110,2	100,2	101,1	101,1	91,9	91,1	82,8	81,6	79,8	77,8	70,7	
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	19,8	58,3	46,6	38,3	49,1	60,3	51,9	56,1	48,5	53,7	44,7	46,5	47,1	39,1	38,2	31,6	32,4	31,4	29,3	23,3	
Затраты на ООХЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	4,3	0,7	1,3	2,6	0,8	1,8	0,9	2,0	1,0	0,6	1,4	0,8	1,8	1,0	0,7	0,7	1,9	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	34,2	31,0	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,4	49,5	45,0	40,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4	
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	4,7	92,8	111,4	164,2	135,7	111,5	120,9	133,6	113,8	115,0	97,0	100,1	81,6	81,2	80,1	65,5	63,4	52,6	53,8	52,1	48,7	38,9	
Подитог	246,2	284,3	329,1	300,5	272,3	332,6	311,6	303,7	298,7	300,3	276,8	265,6	264,9	256,3	256,2	302,0	294,4	286,2	271,5	226,4	214,6	207,5	201,2	197,9	188,6	
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	469,9	615,6	739,4	859,5	976,2	1091,0	1201,8	1308,0	1411,8	1512,8	1613,0	1710,0	1805,1	1898,2	1987,8	2076,0	2160,2	2245,5	2322,4	2401,6	2477,5	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	963,2	1155,8	1344,3	1519,3	1681,7	1837,0	1981,3	2114,7	2241,7	2359,8	2472,9	2578,1	2678,5	2774,2	2863,2	2948,2	3027,2	3102,5	3174,1	3242,8	3306,9	
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	436,9	575,5	702,7	839,0	964,6	1078,8	1197,4	1305,2	1415,4	1515,6	1616,7	1717,8	1809,7	1900,8	1983,7	2065,3	2145,1	2222,9	2293,5	
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	21,7	80,1	126,7	164,9	214,1	274,4	326,3	382,4	430,9	484,5	529,2	575,7	622,8	661,9	700,1	731,6	764,0	795,4	824,8	848,1	
Кум. Затраты на ООХЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9	6,2	6,9	8,2	10,9	11,7	13,5	14,4	16,3	17,3	17,9	19,3	20,1	21,8	22,8	23,5	24,2	26,1	26,1	
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Кум. Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	71,7	102,8	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	
Кум. Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,4	103,9	148,8	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	189,7	
Кум. Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	18,2	27,6	36,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	
Кум. Доходы от экспорта – ТС	42,3	80,7	115,6	147,3	203,7	255,0	301,6	343,9	382,4	417,4	449,3	478,2	504,5	528,4	550,2	569,9	587,9	604,2	619,1	632,6	644,8	656,0	666,1	675,3	683,7	
Кум. Доходы от экспорта – ТС	8,0	15,3	22,0	26,7	119,5	231,0	395,2	530,8	642,4	763,3	897,0	1010,7	1125,7	1222,7	1322,9	1404,5	1485,6	1565,8	1631,2	1694,6	1747,2	1801,0	1853,1	1901,8	1940,6	
Подитог	246,2	530,5	859,7	1160,1	1432,4	1765,0	2076,6	2380,3	2679,0	2979,3	3256,2	3521,7	3786,7	4043,0	4299,3	4601,										



Таблица D - 23: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 535	4 540	1 161	26	303,00	16,79
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 705	4 710	1 531	32	212,21	3,41
2021	На угле 2x350 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	803	744,8	6 986	4 852	4 857	2 129	44	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 993	5 011	5 016	1 977	39	0,32	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	5 178	5 183	1 812	35	4,89	0,02
2024	ГЭС 100 МВт и 125 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2 и ГЭС Санобад-1	245	232	7 227	5 353	5 358	1 869	35	0,34	0,00
2025	На угле 350 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Фон-Ягноб	370	327	7 554	5 505	5 510	2 044	37	0,00	0,00
2026					7 554	5 662	5 667	1 886	33	0,01	0,00
2027					7 554	5 834	5 839	1 715	29	0,18	0,00
2028	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	7 876	6 060	6 065	1 811	30	0,01	0,00
2029					7 876	6 322	6 327	1 549	24	0,19	0,00
2030	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 198	6 561	6 566	1 632	25	0,02	0,00
2031					8 198	6 812	6 817	1 381	20	0,21	0,00
2032	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	8 520	7 076	7 081	1 439	20	0,06	0,00
2033	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	8 842	7 325	7 330	1 512	21	0,05	0,00
2034					8 842	7 584	7 589	1 253	17	0,15	0,00
2035	На угле 350 МВт	Зидды	350	322	9 164	7 856	7 861	1 303	17	0,13	0,00
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	350	322	9 486	8 139	8 144	1 341	16	0,13	0,00
2037					9 486	8 436	8 441	1 045	12	0,39	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	350	322	9 808	8 837	8 842	965	11	0,55	0,00
2039	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб и другие места	200	184	9 992	9 162	9 167	825	9	0,86	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 24: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039
Пиковая нагрузка	4 243,2	4 301,3	4 358,8	4 467,0	4 540,2	4 710,3	4 857,3	5 016,2	5 183,0	5 358,0	5 509,6	5 667,5	5 839,3	6 064,7	6 326,6	6 565,8	6 817,2	7 081,3	7 329,6	7 589,2	7 860,6	8 144,4	8 441,1	8 842,5	9 167,0
Потребление энергии	22 957,7	23 262,6	23 652,9	24 075,2	25 198,2	26 005,9	26 665,1	27 500,5	28 377,1	29 297,0	30 093,7	30 923,5	31 826,8	33 011,1	34 388,0	35 645,4	36 966,5	38 354,5	39 659,6	41 024,1	42 450,7	43 942,4	45 502,1	47 781,1	49 486,7
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	102,0	2192,2	2894,9	4691,7	4263,9	3856,2	4233,9	6206,6	5850,8	5572,9	6019,7	5512,9	6348,9	5628,2	6156,3	6738,1	5923,0	6440,1	7288,8	6429,9	6409,8	6353,1
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	74,8	834,0	2706,3	2379,2	2147,7	2296,3	4344,7	4164,4	4036,5	4680,1	4399,9	5437,3	4920,2	5592,0	6348,5	5711,0	6291,2	7143,5	6282,9	6261,0	6202,6
Сброс воды (ГВтч)	3 021	2 951	2 854	2 774	250	128	73	5	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	185,8	263,5	241,2	257,5	275,2	261,2	281,3	299,4	319,2	349,2	379,1	411,5	439,8	477,0	511,1	545,7	582,6	626,2	666,7	731,5	778,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	295,0	341,1	367,4	375,1	382,9	384,9	404,1	411,3	419,3	441,2	453,2	476,1	487,5	512,3	535,8	549,8	574,4	601,7	618,1	654,0	678,5
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	294,5	297,2	299,9	361,2	417,0	417,0	417,0	468,0	468,0	518,9	518,9	569,8	620,8	620,8	671,7	722,6	722,6	773,6	802,7
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	35,0	113,7	99,9	90,2	96,4	182,5	174,9	169,5	196,6	184,8	228,4	206,6	234,9	266,6	239,9	264,2	300,0	263,9	263,0	260,5
Затраты на ООЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,9	4,5
Затраты на ООЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,5	5,3	3,1	1,2	2,4	5,1	2,4	6,7	3,4	8,5	6,0	3,4	9,3	5,1	3,5	8,9	8,8	11,0
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0																							
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации			50,0	50,0	50,0	50,0																			
Затраты на защиту от наводнений																									
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0															250,0	250,0	250,0	250,0		
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	7,0	149,5	197,4	320,0	290,8	263,0	288,8	423,4	399,0	380,1	410,5	376,0	433,0	383,8	419,9	459,5	403,9	439,2	497,1	438,5	437,1	433,3
Подитог	270,9	344,0	438,1	439,9	438,5	589,2	607,2	651,0	704,4	727,9	771,8	815,2	859,3	955,9	1024,9	1364,4	1436,7	1539,3	1637,4	1470,7	1568,0	1666,2	1751,8	1904,9	2011,5
Потребление энергии – ТС	20871	19225	17771	16444	15646	14680	13683	12829	12035	11295	10548	9853	9219	8693	8232	7757	7314	6898	6485	6098	5736	5398	5082	4851	4567
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	115,4	148,7	123,8	120,1	116,7	100,7	98,6	95,4	92,5	89,0	90,7	89,5	87,0	85,8	81,1	78,7	76,9	74,5	74,3	71,8	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	183,2	192,6	188,5	175,0	162,4	148,4	141,6	131,1	121,5	116,2	108,5	103,6	96,4	92,1	87,6	81,7	77,6	73,9	69,0	66,4	62,6
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	151,2	138,7	127,2	139,3	146,2	132,9	120,8	123,2	112,0	112,9	102,7	102,5	101,5	92,3	90,8	88,8	80,7	78,5	74,1
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	19,8	58,3	46,6	38,3	37,2	64,0	55,7	49,1	51,8	44,2	49,7	40,9	42,2	43,6	35,7	35,7	36,9	29,5	26,7	24,0
Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	4,3	1,4	0,4	0,8	1,5	0,6	1,6	0,7	1,7	1,1	0,5	1,4	0,7	0,4	1,1	1,1	1,4
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	34,2	31,0	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,4	49,5	45,0	40,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	4,7	92,8	111,4	164,2	135,7	111,5	111,3	148,4	127,1	110,1	108,1	90,0	94,2	75,9	75,5	75,1	60,0	59,4	61,1	49,0	44,4	40,0
Подитог	246,2	284,3	329,1	300,5	272,3	332,6	311,6	303,7	298,7	280,7	278,5	259,7	248,9	251,7	245,4	296,9	284,2	276,9	267,7	218,6	211,9	204,7	195,6	193,4	185,7
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	466,9	615,6	739,4	859,5	976,2	1076,9	1175,5	1270,9	1363,4	1455,3	1546,1	1635,6	1722,6	1808,4	1892,0	1973,1	2051,8	2128,8	2203,2	2277,5	2349,4
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	963,2	1155,8	1344,3	1519,3	1681,7	1830,1	1971,7	2102,7	2224,2	2340,4	2448,9	2552,5	2648,9	2741,1	2828,7	2910,4	2988,0	3061,9	3130,9	3197,3	3260,0
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	436,9	575,5	702,7	842,0	988,2	1121,0	1241,8	1365,1	1477,1	1590,0	1692,7	1795,2	1896,7	1989,0	2079,7	2168,5	2249,2	2327,8	2401,8
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	21,7	80,1	126,7	164,9	202,1	266,1	321,8	370,9	422,7	466,9	516,6	557,5	599,7	643,3	679,0	714,7	751,5	781,0	807,7	831,8
Кум. Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9	6,2	7,6	8,1	8,8	10,3	10,9	12,5	13,2	14,9	16,0	16,5	17,9	18,6	19,1	20,2	21,2	22,7
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кум. Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	37,6	71,7	102,8	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0
Кум. Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0																						



D2 ВАРИАНТ РАСШИРЕНИЯ 2 - С РОГУНСКОЙ ГЭС



Таблица D - 25: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(МВт)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Шураб	370	329	6 993	4 715	4 720	2 273	48	0,00	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	4 837	4 842	2 153	44	0,02	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 002	4 964	4 969	2 032	41	0,17	0,00
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая энергия 10 МВт и солнечная энергия 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	7 807	5 068	5 073	2 734	54	0,32	0,00
2026					7 807	5 175	5 180	2 627	51	1,38	0,01
2027					7 807	5 293	5 298	2 509	47	0,00	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	9 007	5 459	5 464	3 542	65	0,03	0,00
2029	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	10 207	5 658	5 663	4 543	80	0,88	0,00
2030					10 207	5 830	5 835	4 372	75	0,01	0,00
2031					10 207	6 009	6 014	4 193	70	0,17	0,00
2032					10 207	6 195	6 200	4 007	65	0,01	0,00
2033					10 207	6 348	6 353	3 854	61	0,02	0,00
2034					10 207	6 505	6 510	3 697	57	0,07	0,00
2035					10 207	6 668	6 673	3 534	53	0,03	0,00
2036					10 207	6 837	6 842	3 365	49	0,06	0,00
2037					10 207	7 011	7 016	3 191	45	0,03	0,00
2038					10 207	7 282	7 287	2 920	40	0,12	0,00
2039	На угле 100 МВт	Фон-Ягноб	100	92	10 299	7 468	7 473	2 826	38	0,16	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт
(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 26: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039	
Гидовая нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2	
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 361,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 605,6	40 584,4	
ООНЭЭ (%) (Планирование)	25,787	24,650	18,994	19,975	14,257	1,127	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,015	0,020	
ООНЭЭ (ГВтч) (Операции)	4636,20	4386,30	3461,90	3696,80	2402,80	196,30	78,60	17,90	32,40	55,80	23,00	26,00	39,40	29,00	90,30	29,50	26,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	3,10	
ООНЭЭ (ГВтч) (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	8,1	
ООНЭЭ (ГВтч) будет включать (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,8	17,9	32,4	55,8	23,0	26,0	39,4	29,0	90,3	29,5	26,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2290,6	3102,9	4089,4	5144,4	4752,8	4413,0	7162,1	7176,1	6692,5	8410,3	8561,6	8334,5	8069,6	9799,0	9637,0	9409,4	9134,4	8925,1	9251,7	7965,9	7730,2	
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	97,1	934,9	1930,1	3004,5	2696,1	2439,7	4056,2	3758,5	3600,2	3961,9	3814,1	3748,3	3619,2	8252,1	8079,6	7870,6	7643,6	7439,5	7431,6	6532,8	6467,6	
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	418	311	242	147	88	34	-	-	-	963	650	781	842	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	183,5	220,4	212,3	225,7	239,5	252,6	212,1	216,4	227,4	189,6	194,3	203,5	204,1	103,7	108,9	116,1	125,2	132,0	129,8	163,9	186,7	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	294,1	333,9	345,9	362,3	368,6	375,0	359,9	361,7	366,1	350,8	352,7	356,5	356,7	315,9	318,1	321,0	324,7	327,4	326,6	340,4	352,4	
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	243,6	297,2	299,9	302,6	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	307,5	322,0	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	39,3	81,1	126,2	113,2	102,5	170,4	157,9	151,2	166,4	160,2	157,4	152,0	346,6	339,3	330,6	321,0	312,5	312,1	274,4	271,5	
Затраты на ООНЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	8,1	
Затраты на ООНЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	0,6	1,1	2,0	0,8	0,9	1,4	1,0	3,2	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	340,7	418,8	470,7	514,7	556,3	600,6	616,1	626,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	
Доходы от гарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	156,2	211,6	278,9	350,9	324,1	301,0	488,5	489,4	456,4	573,6	583,9	568,4	550,3	668,3	657,2	641,7	623,0	608,7	631,0	543,3	527,2	
Доходы от негарантированного экспорта	270,9	344,0	388,1	388,1	379,5	478,9	517,6	570,4	607,3	642,8	846,1	917,0	1011,0	899,6	958,9	1026,8	1055,7	1000,8	1029,2	1046,0	1068,0	1083,3	1057,6	1161,5	1226,3	
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	379,5	478,9	517,6	570,4	607,3	642,8	846,1	917,0	1011,0	899,6	958,9	1026,8	1055,7	1000,8	1029,2	1046,0	1068,0	1083,3	1057,6	1161,5	1226,3	
Потребление энергии – TC	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4893	4557	4245	4021	3746	
Затраты на топливо – TC	79,1	81,6	99,9	90,9	113,9	124,4	108,9	105,3	101,6	97,4	74,3	69,0	69,9	49,9	46,5	44,3	40,4	16,6	17,3	16,9	16,2	14,5	16,6	17,2		
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – TC	211,2	201,8	192,3	174,8	182,6	188,5	177,5	169,0	156,3	144,6	126,2	115,2	106,1	92,4	84,4	77,6	70,6	56,8	52,0	47,7	43,9	40,2	36,5	34,6	32,5	
Капитальные затраты – TC	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	125,0	138,7	127,2	116,7	107,8	98,0	89,1	81,0	73,6	66,9	60,8	55,3	50,3	45,7	41,5	37,8	34,3	31,2	29,7	
Дополнительные затраты – TC	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	22,2	41,6	58,9	48,0	39,5	59,7	50,3	43,8	38,3	34,3	30,1	62,3	55,5	49,1	43,4	38,4	34,9	27,9	25,1		
Затраты на ООНЭЭ – TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,3	0,5	0,8	0,3	0,3	0,4	0,3	0,8	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,7	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,4	133,5	136,3	135,5	133,2	130,7	121,9	112,7	103,8	94,3	85,8	78,0	70,9	64,4	58,6	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	10,8	9,8	9,0	14,2	12,9	11,8	10,7	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений – TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность – TC	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта – TC	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4	
Доходы от негарантированного экспорта – TC	8,0	7,3	6,6	6,0	97,0	119,5	143,1	163,7	137,5	116,0	171,2	155,9	132,2	151,0	139,8	123,7	108,9	120,2	107,5	95,4	84,2	74,8	70,5	55,2	48,7	
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	235,7	270,4	265,6	266,1	257,6	247,8	296,5	292,2	292,9	239,9	223,5	208,9	180,0	168,3	155,5	144,3	133,1	118,1	117,9	113,2		
Кум. Затраты на топливо – TC	79,1	160,7	260,7	351,5	465,5	589,9	698,8	804,1	905,7	1003,0	1077,4	1146,3	1212,2	1262,1	1308,6	1352,9	1393,3	1411,9	1429,7	1447,0	1463,9	1480,1	1494,6	1511,3	1528,5	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – TC	211,2	413,0	605,3	780,1	962,7	1151,2	1328,7	1497,7	1654,0	1798,6	1924,7	2040,0	2146,0	2238,4	2322,9	2400,4	2471,0	2527,8	2579,8	2627,5	2671,4	2711,6	2748,1	2782,7	2815,2	
Кум. Капитальные затраты – TC	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	410,8	549,4	676,6	793,3	901,0	999,0	1088,1	1169,0	1242,6	1309,5	1370,4	1425,7	1475,9	1521,7	1563,2	1601,0	1635,3	1666,5	1696,2	
Кум. Дополнительные затраты – TC	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	24,7	66,3	125,2	173,2	212,7	272,4	322,7	366,5	410,3	448,7	4										



Таблица D - 27: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 353	4 358	1 343	31	279,81	14,26
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 489	4 494	1 747	39	157,85	1,13
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 597	4 602	2 062	45	1,37	0,01
2022	ГЭС 100 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2	120	107	6 771	4 715	4 720	2 051	43	4,88	0,01
2023	ГЭС 125 МВт и солнечная 10 МВт	ГЭС Санобад	135	127	6 898	4 837	4 842	2 056	42	0,86	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 964	4 969	1 935	39	4,88	0,02
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая энергия 10 МВт и солнечная энергия 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	7 710	5 068	5 073	2 637	52	0,00	0,00
2026					7 710	5 175	5 180	2 530	49	0,00	0,00
2027					7 710	5 293	5 298	2 412	46	0,17	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	8 910	5 459	5 464	3 445	63	0,87	0,00
2029	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	10 110	5 658	5 663	4 446	79	0,01	0,00
2030					10 110	5 830	5 835	4 275	73	0,18	0,00
2031					10 110	6 009	6 014	4 096	68	0,01	0,00
2032					10 110	6 195	6 200	3 910	63	0,02	0,00
2033					10 110	6 348	6 353	3 757	59	0,19	0,00
2034					10 110	6 505	6 510	3 600	55	0,02	0,00
2035					10 110	6 668	6 673	3 437	51	0,03	0,00
2036					10 110	6 837	6 842	3 268	48	0,02	0,00
2037					10 110	7 011	7 016	3 094	44	0,04	0,00
2038	На угле 250 МВт	Шураб	250	230	10 340	7 282	7 287	3 053	42	0,06	0,00
2039					10 340	7 468	7 473	2 867	38	0,13	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт
(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 29: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(МВт)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 152	4 157	1 544	37	242,00	11,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 256	4 261	1 980	46	15,86	0,11
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	6 664	4 329	4 334	2 329	54	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 671	4 410	4 415	2 256	51	0,30	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 673	4 492	4 497	2 175	48	0,32	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 680	4 578	4 583	2 097	46	0,86	0,00
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая энергия 10 МВт и солнечная энергия 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	7 485	4 653	4 658	2 827	61	1,37	0,01
2026					7 485	4 730	4 735	2 749	58	0,00	0,00
2027					7 485	4 817	4 822	2 662	55	0,00	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	8 685	4 950	4 955	3 729	75	0,04	0,00
2029	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	9 885	5 114	5 119	4 766	93	0,87	0,00
2030					9 885	5 248	5 253	4 632	88	0,00	0,00
2031					9 885	5 387	5 392	4 493	83	0,01	0,00
2032					9 885	5 531	5 536	4 348	79	0,17	0,00
2033					9 885	5 664	5 669	4 215	74	0,01	0,00
2034					9 885	5 802	5 807	4 078	70	0,01	0,00
2035					9 885	5 944	5 949	3 935	66	0,01	0,00
2036					9 885	6 092	6 097	3 788	62	0,19	0,00
2037					9 885	6 244	6 249	3 636	58	0,01	0,00
2038					9 885	6 492	6 497	3 388	52	0,06	0,00
2039					9 885	6 654	6 659	3 225	48	0,05	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА, ТОМ 2 - ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица D - 30: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Пиковая нагрузка	4 094,5	4 083,6	4 092,0	4 147,9	4 157,3	4 261,1	4 334,4	4 414,7	4 497,5	4 562,8	4 658,1	4 735,4	4 822,3	4 955,4	5 118,8	5 252,8	5 391,9	5 536,3	5 669,5	5 807,1	5 949,4	6 096,5	6 248,6	6 496,8	6 659,3	
Потребление энергии	22 176,1	22 118,6	22 250,5	22 398,3	23 185,8	23 645,3	23 917,2	24 338,9	24 774,0	25 222,7	25 618,2	26 024,7	26 481,6	27 180,9	28 039,8	28 744,4	29 475,5	30 234,3	30 934,3	31 657,9	32 405,8	33 178,9	33 978,2	35 452,4	36 306,6	
ООНЭЭ (%) (Планирование)	24,574	22,901	16,868	17,458	11,798	0,112	0,000	0,000	0,001	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	
ООНЭЭ (ГВтч) (Операции)	4318,40	3938,50	2962,60	3092,40	1735,10	63,20	18,80	28,60	43,70	65,30	20,20	20,20	27,90	15,70	61,00	13,90	9,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	
ООНЭЭ (ГВтч) (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	
ООНЭЭ (ГВтч) будет включать (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,8	28,6	43,5	64,3	20,2	20,2	27,9	15,7	61,0	13,9	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	245,4	365,6	504,7	477,1	444,8	421,4	7127,9	7251,8	6872,4	8523,0	8720,4	8564,0	8512,0	10665,2	10593,8	10457,3	10258,7	10133,1	10545,9	9340,9	8589,1	
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	149,7	1391,0	2776,1	2503,7	2198,2	1987,3	3310,6	3101,9	2991,3	3653,4	3297,1	3496,0	3547,1	7804,8	7709,8	7594,1	7458,9	7332,9	7302,6	6696,4	6291,9	
Сброс воды (ГВтч)	3 273	3 320	3 306	3 287	604	526	489	429	361	299	42	20	1 428	1 148	1 313	1 410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	176,7	186,8	183,7	191,9	201,3	209,8	170,6	172,4	179,9	139,4	147,3	146,0	142,7	40,9	43,8	48,1	53,9	57,9	55,4	80,6	95,1	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	293,0	324,6	334,5	338,9	343,4	348,0	333,5	334,2	337,3	320,8	324,0	323,5	322,2	281,5	282,6	284,3	286,5	288,0	287,1	297,0	302,9	
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	243,6	246,3	249,0	251,6	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	58,4	116,6	105,2	92,3	83,5	139,0	130,3	125,6	153,4	138,5	146,8	149,0	327,8	323,8	319,0	313,3	308,0	306,7	281,2	264,3	
Затраты на ООНЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	
Затраты на ООНЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,0	1,5	2,3	0,7	0,7	1,0	0,5	2,1	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	340,7	418,8	470,7	514,7	556,3	600,6	616,1	626,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	167,4	249,3	344,2	325,4	303,1	287,4	486,1	494,6	468,7	581,3	594,7	584,1	580,5	727,4	722,5	713,2	699,6	691,1	719,2	637,0	585,8	
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	362,6	417,4	444,0	467,1	493,9	517,9	698,2	761,6	845,5	747,4	798,7	858,7	875,0	774,8	796,9	807,3	823,2	832,0	799,1	891,0	946,7	
Потребление энергии -- TC	20160	18280	16717	15298	14397	13347	12273	11354	10507	9724	8979	8292	7671	7158	6713	6256	5832	5438	5058	4706	4379	4076	3795	3599	3351	
Затраты на топливо -- TC	79,1	81,6	99,9	90,9	109,7	105,4	94,3	89,5	85,4	80,9	59,8	54,9	52,1	36,7	35,3	31,8	28,2	7,4	7,2	7,2	7,3	7,1	6,2	8,2	8,8	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание -- TC	211,2	201,8	192,3	174,8	181,9	183,2	171,6	158,1	145,6	134,2	116,9	106,5	97,7	84,5	77,6	70,4	63,7	50,6	46,2	42,3	38,7	35,4	32,1	30,2	28,0	
Капитальные затраты -- TC	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	125,0	114,9	105,6	97,0	89,9	81,7	74,3	67,6	61,4	55,8	50,8	46,1	41,9	38,1	34,7	31,5	28,6	26,0	23,7	
Дополнительные затраты -- TC	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	33,0	59,8	49,1	39,2	32,2	48,7	41,5	36,4	40,4	33,2	32,0	29,5	59,0	52,9	47,4	42,3	37,8	34,3	28,6	24,4	
Затраты на ООНЭЭ -- TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,8	1,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,4	133,5	136,3	135,5	133,2	130,7	121,9	112,7	103,8	94,3	85,8	78,0	70,9	64,4	58,6	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	10,8	9,8	9,0	14,2	12,9	11,8	10,7	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации -- TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений -- TC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность -- TC	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта -- TC	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4	
Доходы от негарантированного экспорта -- TC	8,0	7,3	6,6	6,0	103,9	140,7	176,6	151,8	128,5	110,8	170,4	157,6	135,8	153,1	142,4	127,1	114,9	130,8	118,1	106,0	94,5	84,9	80,3	64,7	54,1	
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	225,1	235,6	227,8	217,9	209,4	199,7	240,8	264,5	289,2	313,5	331,9	352,1	371,0	388,3	402,5	412,8	427,8	438,4	448,2	457,4	466,9	475,3
Кум. Затраты на топливо -- TC	79,1	160,7	260,7	351,5	461,2	566,7	660,9	750,5	835,8	916,7	976,5	1031,4	1083,6	1120,3	1155,5	1187,3	1215,5	1222,9	1230,0	1237,2	1244,5	1251,6	1257,8	1266,0	1274,7	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - TC	211,2	413,0	605,3	780,1	962,0	1145,2	1316,8	1474,9	1620,6	1754,7	1871,6	1978,1	2075,8	2160,3	2237,9	2308,3	2372,0	2422,6	2468,8	2511,1	2549,8	2585,2	2617,3	2647,4	2675,4	
Кум. Капитальные затраты -- TC	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	410,8	525,7	631,2	728,3	818,2	899,9	974,2	1041,8	1103,2	1159,0	1209,8	1256,9	1297,9	1336,0	1370,7	1402,2	1430,8	1456,9		



Таблица D - 31: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 152	4 157	1 544	37	242,00	11,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 256	4 261	1 980	46	15,86	0,11
2021	ГЭС 100 МВт и 125 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Нурекская ГЭС-2, ГЭС Санобад-1 и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	328	325,8	6 567	4 329	4 334	2 232	52	1,37	0,00
2022	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Шураб	370	329	6 896	4 410	4 415	2 481	56	0,00	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 898	4 492	4 497	2 400	53	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 905	4 578	4 583	2 322	51	0,00	0,00
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	7 710	4 653	4 658	3 052	66	0,00	0,00
2026					7 710	4 730	4 735	2 974	63	0,04	0,00
2027					7 710	4 817	4 822	2 887	60	0,32	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	8 910	4 950	4 955	3 954	80	1,37	0,01
2029	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	10 110	5 114	5 119	4 991	98	0,00	0,00
2030					10 110	5 248	5 253	4 857	92	0,15	0,00
2031					10 110	5 387	5 392	4 718	87	0,32	0,00
2032					10 110	5 531	5 536	4 573	83	0,00	0,00
2033					10 110	5 664	5 669	4 440	78	0,01	0,00
2034					10 110	5 802	5 807	4 303	74	0,03	0,00
2035					10 110	5 944	5 949	4 160	70	0,01	0,00
2036					10 110	6 092	6 097	4 013	66	0,01	0,00
2037					10 110	6 244	6 249	3 861	62	0,04	0,00
2038					10 110	6 492	6 497	3 613	56	0,02	0,00
2039					10 110	6 654	6 659	3 450	52	0,06	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА, ТОМ 2 - ПРИЛОЖЕНИЯ

156

Таблица D - 32: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039
Пиковая нагрузка	4 094,5	4 083,6	4 092,0	4 147,9	4 157,3	4 261,1	4 334,4	4 414,7	4 497,5	4 582,8	4 658,1	4 735,4	4 822,3	4 955,4	5 118,8	5 252,8	5 391,9	5 536,3	5 669,5	5 807,1	5 949,4	6 096,5	6 248,6	6 496,8	6 659,3
Потребление энергии	22 176,1	22 118,6	22 250,5	22 398,3	23 185,8	23 645,3	23 917,2	24 338,9	24 774,0	25 222,7	25 618,2	26 024,7	26 481,6	27 180,9	28 039,8	28 744,4	29 475,5	30 234,3	30 934,3	31 657,9	32 405,8	33 178,9	33 978,2	35 452,4	36 306,6
ООНЭЭ (%) (Планирование)	24,574	22,901	16,868	17,458	11,798	0,112	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ООНЭЭ (ГВтч) (Операции)	4318,40	3938,50	2962,60	3092,40	1735,10	63,20	34,20	5,60	9,80	14,60	3,80	3,80	5,90	3,10	14,30	3,20	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООНЭЭ (ГВтч) (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ООНЭЭ (ГВтч) будет включать (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,2	5,6	9,8	14,6	3,8	3,8	5,9	3,1	14,3	3,2	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2454,1	3656,1	4326,0	5747,4	5497,7	5233,2	8186,6	8358,6	7969,2	9516,4	9694,6	9676,0	9512,9	11614,2	11581,0	11496,0	11361,6	11283,9	11668,2	10664,3	9989,9
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	149,7	1391,0	1792,4	3245,1	3049,1	2832,4	3874,0	3837,1	3632,1	4354,9	3848,3	4314,7	4254,3	7824,6	7790,9	7763,7	7742,8	7697,2	7616,1	7260,9	6933,8
Сбор воды (ГВтч)	3 273	3 320	3 306	3 287	604	526	819	759	691	629	125	291	186	1 759	1 479	1 644	1 742	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	176,7	186,8	153,5	161,1	169,9	177,9	141,6	143,5	151,2	110,5	123,1	117,2	113,9	18,8	21,1	24,7	29,3	32,6	30,7	55,3	70,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	293,0	324,6	318,9	333,0	337,2	341,6	328,2	328,9	332,0	315,6	320,6	318,3	316,9	280,0	280,8	282,1	283,7	284,9	284,2	293,5	299,2
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	251,3	304,9	307,6	310,3	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2	315,2
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	58,4	75,3	136,3	128,1	119,0	162,7	161,2	152,5	182,9	161,6	181,2	178,7	328,6	327,2	326,1	325,2	323,3	319,9	305,0	291,2
Затраты на ООНЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на ООНЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,2	0,3	0,5	0,1	0,1	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	340,7	418,8	470,7	514,7	556,3	600,6	616,1	626,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	167,4	249,3	295,0	392,0	374,9	356,9	558,3	570,1	543,5	649,0	661,2	659,9	648,8	792,1	789,8	784,0	774,9	769,6	795,8	727,3	681,3
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	362,6	417,4	415,2	452,7	477,3	501,6	673,3	740,8	821,5	788,2	841,5	860,8	868,8	792,1	789,8	784,0	774,9	769,6	795,8	727,3	681,3
Потребление энергии -- ТС	20160	18280	16717	15298	14397	13347	12273	11354	10507	9724	8979	8292	7671	7158	6713	6256	5832	5438	5058	4706	4379	4076	3795	3599	3351
Затраты на топливо -- ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	109,7	105,4	78,7	75,2	72,0	66,6	49,6	45,7	43,8	29,1	29,5	25,5	22,5	3,4	3,5	3,7	4,0	4,0	3,4	5,6	6,5
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание -- ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	181,9	183,2	163,7	155,3	143,0	131,7	115,0	104,8	96,2	83,1	76,8	69,3	62,7	50,4	45,9	41,9	38,3	35,0	31,7	29,8	27,6
Капитальные затраты -- ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	129,0	142,2	130,5	119,6	110,5	100,4	91,3	83,0	75,5	68,6	62,4	56,7	51,5	46,8	42,6	38,7	35,2	32,0	29,1
Дополнительные затраты -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	33,0	38,6	63,6	54,3	45,9	57,0	51,4	44,2	48,2	38,7	39,4	35,4	59,1	53,5	48,5	43,9	39,7	35,7	31,0	26,9
Затраты на ООНЭЭ -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,4	133,5	136,3	135,5	133,2	130,7	121,9	112,7	103,8	94,3	85,8	78,0	70,9	64,4	58,6
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	10,8	9,8	9,0	14,2	12,9	11,8	10,7	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность -- ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта -- ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта -- ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	103,9	140,7	151,4	182,9	159,0	137,6	195,7	181,6	157,4	170,9	158,3	143,6	128,4	142,5	129,1	116,5	104,7	94,5	88,9	73,8	62,9
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	225,1	235,6	213,1	211,2	202,4	193,4	236,0	236,0	238,0	193,1	187,9	183,1	170,3	134,2	125,4	115,4	106,9	98,1	85,6	86,7	83,7
Кум. Затраты на топливо -- ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	461,2	566,7	645,4	720,6	792,6	861,2	910,8	956,5	1000,3	1029,4	1058,9	1084,4	1106,9	1110,3	1113,8	1117,4	1121,4	1125,4	1128,8	1134,4	1140,9
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание -- ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	962,0	1145,2	1308,8	1464,2	1607,2	1738,9	1853,9	1958,7	2054,9	2138,0	2214,7	2284,0	2346,7	2397,1	2443,0	2484,9	2523,3	2558,2	2590,0	2619,8	2647,4
Кум. Капитальные затраты -- ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	414,7	557,0	687,4	807,0	917,5	1017,9	1109,2	1192,2	1267,7	1336,3	1398,6	1455,3	1506,8	1553,7	1596,3	1635,0	1670,2	1702,2	1731,3
Кум. Дополнительные затраты -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	36,9																			



Таблица D - 33: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 535	4 540	1 161	26	303,00	16,79
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 705	4 710	1 531	32	212,21	3,41
2021	На угле 2x350 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	803	744,8	6 986	4 852	4 857	2 129	44	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 993	5 011	5 016	1 977	39	0,32	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	5 178	5 183	1 812	35	4,89	0,02
2024	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Фон-Ягноб	370	329	7 324	5 353	5 358	1 966	37	0,03	0,00
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	8 129	5 505	5 510	2 619	48	0,17	0,00
2026					8 129	5 662	5 667	2 461	43	0,88	0,00
2027					8 129	5 834	5 839	2 290	39	0,01	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	9 329	6 060	6 065	3 264	54	0,19	0,00
2029	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	10 529	6 322	6 327	4 202	66	0,02	0,00
2030					10 529	6 561	6 566	3 963	60	0,23	0,00
2031					10 529	6 812	6 817	3 712	54	0,05	0,00
2032					10 529	7 076	7 081	3 448	49	0,05	0,00
2033					10 529	7 325	7 330	3 199	44	0,14	0,00
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	10 851	7 584	7 589	3 262	43	0,12	0,00
2035					10 851	7 856	7 861	2 990	38	0,35	0,00
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 173	8 139	8 144	3 028	37	0,31	0,00
2037					11 173	8 436	8 441	2 732	32	0,30	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 495	8 837	8 842	2 652	30	0,43	0,00
2039					11 495	9 162	9 167	2 328	25	1,22	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт
(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 35: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт и на угле 350 МВт	Шураб и Фон Ягноб	676	618	5 701	4 535	4 540	1 161	26	303,00	16,79
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	6 241	4 705	4 710	1 531	32	212,21	3,41
2021	На угле 2x350 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Шураб и вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	803	744,8	6 986	4 852	4 857	2 129	44	0,04	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	6 993	5 011	5 016	1 977	39	0,32	0,00
2023	Солнечная 10 МВт		10	2	6 995	5 178	5 183	1 812	35	4,89	0,02
2024	ГЭС 100 МВт и 125 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Нурекская ГЭС-2 и ГЭС Санобад-1	245	232	7 227	5 353	5 358	1 869	35	0,34	0,00
2025	ГЭС 2x400 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	820	805	8 032	5 505	5 510	2 522	46	0,00	0,00
2026					8 032	5 662	5 667	2 364	42	0,01	0,00
2027					8 032	5 834	5 839	2 193	38	0,18	0,00
2028	ГЭС 2x600 МВт	Рогунская ГЭС	1 200	1 200	9 232	6 060	6 065	3 167	52	0,01	0,00
2029	ГЭС 2x600 МВт и на угле 350 МВт	Рогун и Фон Ягноб	1 550	1 522	10 754	6 322	6 327	4 427	70	0,19	0,00
2030					10 754	6 561	6 566	4 188	64	0,02	0,00
2031					10 754	6 812	6 817	3 937	58	0,21	0,00
2032					10 754	7 076	7 081	3 673	52	0,06	0,00
2033					10 754	7 325	7 330	3 424	47	0,05	0,00
2034					10 754	7 584	7 589	3 165	42	0,15	0,00
2035					10 754	7 856	7 861	2 893	37	0,13	0,00
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 076	8 139	8 144	2 931	36	0,13	0,00
2037					11 076	8 436	8 441	2 635	31	0,39	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 398	8 837	8 842	2 555	29	0,55	0,00
2039	На угле 200 МВт	Фон-Ягноб	200	184	11 582	9 162	9 167	2 415	26	0,86	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт
(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 36: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пиковая нагрузка	4 243,2	4 301,3	4 358,8	4 467,0	4 540,2	4 710,3	4 857,3	5 016,2	5 183,0	5 358,0	5 509,6	5 667,5	5 839,3	6 064,7	6 326,6	6 565,8	6 817,2	7 081,3	7 329,6	7 589,2	7 860,6	8 144,4	8 441,1	8 842,5	9 167,0
Потребление энергии	22 957,7	23 262,6	23 652,9	24 075,2	25 198,2	26 005,9	26 665,1	27 500,5	28 377,1	29 297,0	30 093,7	30 923,5	31 826,8	33 011,1	34 388,0	35 645,4	36 966,5	38 354,5	39 659,6	41 024,1	42 450,7	43 942,4	45 502,1	47 781,1	49 486,7
ООНЭЭ (%) (Планирование)	26,570	25,865	20,802	22,036	16,791	3,407	0,000	0,001	0,017	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ООНЭЭ (ГВтч) (Операции)	4848,20	4713,60	3913,20	4228,70	3040,20	475,70	35,40	71,80	155,30	90,40	46,60	65,50	130,00	115,70	68,80	29,30	39,10	0,00	0,60	2,60	7,40	2,10	4,20	5,60	8,20
ООНЭЭ (ГВтч) (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООНЭЭ (ГВтч) будет включать (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,4	71,5	150,5	89,8	46,6	65,5	130,0	115,7	68,8	29,3	39,1	0,0	0,6	2,2	2,3	2,1	4,2	5,6	8,2
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	102,0	2192,2	2894,9	4691,7	4263,9	3856,2	4233,9	6692,7	6585,3	6010,3	7551,8	8792,7	8285,9	7801,7	9444,5	8862,1	8021,6	7325,4	8490,6	8228,8	8315,2	8083,7
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	74,8	834,0	2706,3	2379,2	2147,7	2296,3	3694,8	3395,7	3164,0	3308,3	4445,2	4011,5	3722,4	8498,9	7978,9	7257,3	6647,2	7900,1	7460,9	7753,1	7669,2
Сброс воды (ГВтч)	3 021	2 951	2 854	2 774	250	128	73	5	20	20	226	234,7	252,0	216,0	227,6	444	439	171,1	188,5	213,1	232,1	253,8	265,4	324,0	368,0
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	185,8	263,5	241,2	257,5	275,2	261,9	228,5	234,7	252,0	216,0	227,6	247,2	254,7	171,1	188,5	213,1	232,1	253,8	265,4	324,0	368,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	295,0	341,1	367,4	375,1	382,9	384,9	372,2	375,5	382,5	368,8	382,3	390,2	393,3	359,3	366,4	376,4	384,1	402,6	407,3	440,6	464,0
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	294,5	297,2	299,9	361,2	366,1	366,1	366,1	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	468,0	468,0	518,9	548,0	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	35,0	113,7	99,9	90,2	96,4	155,2	142,6	132,9	138,9	186,7	168,5	156,3	357,0	335,1	304,8	279,2	331,8	313,4	325,6	322,1
Затраты на ООНЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	4,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на ООНЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,5	5,3	3,1	1,6	2,3	4,6	4,0	2,4	1,0	1,4	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	340,7	418,8	470,7	514,7	556,3	600,6	616,1	626,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7	634,7
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	7,0	149,5	197,4	320,0	290,8	263,0	288,8	456,4	449,1	409,9	516,0	599,7	565,1	532,1	644,1	604,4	547,1	499,6	579,1	561,2	567,1	551,3
Подитог	270,9	344,0	388,1	389,9	388,5	539,2	607,2	651,0	704,4	727,9	949,1	1034,2	1142,1	1183,0	1413,3	1275,4	1275,4	1315,4	1377,4	1430,6	1488,8	1505,6	1671,9	1763,7	1763,7
Потребление энергии -- ТС	20871	19225	17771	16444	15646	14680	13683	12829	12035	11295	10548	9853	9219	8693	8232	7757	7314	6898	6485	6098	5736	5398	5082	4851	4567
Затраты на топливо -- ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	115,4	148,7	123,8	120,1	116,7	100,7	79,4	74,8	73,0	57,4	54,5	53,8	50,4	30,8	30,8	31,7	31,4	31,2	29,6	32,9	34,0
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание -- ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	183,2	162,6	188,5	175,0	162,4	148,4	130,5	119,7	110,8	97,1	91,5	84,9	77,8	64,6	59,9	56,0	51,9	49,5	45,5	44,7	42,8
Капитальные затраты -- ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	80,0	106,0	151,2	138,7	127,2	139,3	128,3	116,7	106,0	96,4	99,8	90,8	82,5	75,0	68,2	62,0	56,4	57,5	52,3	52,7	50,6
Дополнительные затраты -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	19,8	58,3	46,6	38,3	37,2	54,4	45,4	38,5	36,6	44,7	36,7	30,9	64,2	54,8	53,0	37,7	40,8	35,0	33,1	29,7
Затраты на ООНЭЭ -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	4,3	1,4	0,6	0,7	1,3	1,1	0,6	0,2	0,3	0,0	0,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	119,4	133,5	136,3	135,5	133,2	130,7	121,9	112,7	103,8	94,3	85,8	78,0	70,9	64,4	58,6
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,9	10,8	9,8	9,0	14,2	12,9	11,8	10,7	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений -- ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность -- ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта -- ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта -- ТС	8,0	7,3	6,6	4,7	92,8	111,4	164,2	135,7	111,5	111,3	160,0	143,1	118,7	135,6	143,6	123,0	105,3	115,9	98,8	81,3	67,5	71,1	62,7	57,6	50,9
Подитог	246,2	284,3	291,6	266,3	241,2	304,3	311,6	303,7	298,7	280,7	332,7	329,5	330,8	273,5	272,2	267,3	252,3	225,9	215,1	204,7	193,3	183,0	168,1	168,0	162,8
Кум. Затраты на топливо -- ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	466,9	615,6	739,4	859,5	976,2	1076,9	1156,3	1231,1	1304,1	1361,5	1416,0	1469,8	1520,2	1551,0	1581,8	1613,5	1644,8	1676,0	1705,7	1738,6	1772,5
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	963,2	1155,8	1344,3	1519,3	1681,7	1830,1	1960,5	2080,2	2191,0	2288,1	2379,6	2464,5	2542,3	2607,0	2666,9	2722,8	2774,7	2824,2	2869,7	2914,4	2957,2
Кум. Капитальные затраты -- ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	436,9	575,5	702,7	842,0	970,3	1087,0	1193,0	1289,4	1369,3	1480,0	1562,5	1637,5	1705,7	1767,7	1824,1	1881			



**D3 ВАРИАНТ РАСШИРЕНИЯ 3 - С УЧЁТОМ РАННЕГО ВВОДА
РОГУНСКОЙ ГЭС**



Таблица D - 37: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 353	4 358	2 143	49	242,00	12,91
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 489	4 494	2 547	57	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 597	4 602	2 540	55	0,17	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 715	4 720	2 429	51	0,98	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 837	4 842	4 709	97	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 964	4 969	4 588	92	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	5 068	5 073	4 490	89	0,17	0,00
2026					9 563	5 175	5 180	4 383	85	0,00	0,00
2027					9 563	5 293	5 298	4 265	81	0,00	0,00
2028					9 563	5 459	5 464	4 098	75	0,02	0,00
2029					9 563	5 658	5 663	3 899	69	0,17	0,00
2030					9 563	5 830	5 835	3 728	64	0,68	0,00
2031					9 563	6 009	6 014	3 549	59	4,06	0,01
2032					9 563	6 195	6 200	3 363	54	4,06	0,01
2033	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	9 885	6 348	6 353	3 532	56	0,00	0,00
2034					9 885	6 505	6 510	3 375	52	0,15	0,00
2035					9 885	6 668	6 673	3 212	48	0,68	0,00
2036	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	10 207	6 837	6 842	3 365	49	0,00	0,00
2037					10 207	7 011	7 016	3 191	45	0,15	0,00
2038					10 207	7 282	7 287	2 920	40	4,18	0,02
2039	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	138	10 345	7 468	7 473	2 872	38	4,06	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 39: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 353	4 358	2 143	49	242,00	12,91
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 489	4 494	2 547	57	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 597	4 602	2 540	55	0,17	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 715	4 720	2 429	51	0,98	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 837	4 842	4 709	97	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 964	4 969	4 588	92	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	5 068	5 073	4 490	89	0,17	0,00
2026					9 563	5 175	5 180	4 383	85	0,00	0,00
2027					9 563	5 293	5 298	4 265	81	0,00	0,00
2028					9 563	5 459	5 464	4 098	75	0,02	0,00
2029					9 563	5 658	5 663	3 899	69	0,17	0,00
2030					9 563	5 830	5 835	3 728	64	0,68	0,00
2031					9 563	6 009	6 014	3 549	59	4,06	0,01
2032					9 563	6 195	6 200	3 363	54	4,06	0,01
2033	ГЭС 100 МВт и 125 МВт	Нурекская ГЭС-2 и ГЭС Санобад	225	225	9 788	6 348	6 353	3 435	54	0,17	0,00
2034					9 788	6 505	6 510	3 278	50	4,06	0,01
2035	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	10 110	6 668	6 673	3 437	51	0,02	0,00
2036					10 110	6 837	6 842	3 268	48	0,17	0,00
2037					10 110	7 011	7 016	3 094	44	4,06	0,01
2038	На угле 250 МВт	Шураб	250	230	10 340	7 282	7 287	3 053	42	0,68	0,00
2039					10 340	7 468	7 473	2 867	38	4,18	0,02

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 40: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пиковая нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 361,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 605,6	40 584,4
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2549,0	4470,6	4543,2	4233,3	5659,6	5887,9	7756,0	7672,8	9356,5	9234,2	8978,2	8709,8	8481,5	8733,7	9318,3	8744,6	10073,1	9328,0	8522,5	8703,6	7916,0
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	164,3	1747,1	1609,1	1480,6	2160,7	2018,9	2600,6	2593,6	5915,5	5894,2	5861,0	5759,7	5602,3	5398,3	5552,3	5314,9	6991,4	6605,8	6172,4	6820,3	6269,9
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	1 016	1 071	1 241	1 108	2 870	2 788	1 448	1 575	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	158,9	160,9	155,1	163,8	122,0	126,4	124,0	117,4	18,4	23,1	31,5	38,9	45,8	50,6	38,3	52,8	67,7	82,8	98,2	130,1	151,1
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	290,8	315,3	313,2	317,9	301,7	304,6	304,9	302,3	263,9	265,5	268,4	271,2	273,8	275,6	277,4	282,9	298,3	304,3	310,6	330,4	338,9
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	192,7	195,4	198,0	200,7	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	264,2	264,2	315,2	315,2	315,2	351,6	351,6
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	73,4	67,6	62,2	90,7	84,8	109,2	108,9	248,4	247,6	246,2	241,9	235,3	226,7	233,2	223,2	293,6	277,4	259,2	286,5	263,3
Затраты на ООЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	3,9	3,4	0,3	4,2	0,0	0,0	2,7	0,4	8,5
Затраты на ООЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	4,0	2,8	3,6	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	156,3	226,2	305,8	384,0	435,8	479,9	521,4	565,8	591,9	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	173,8	304,9	309,8	288,7	379,8	401,6	529,0	523,3	638,1	629,8	612,3	594,0	578,4	595,6	635,5	596,4	687,0	636,2	581,2	593,6	538,9
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	527,1	601,8	670,6	782,5	740,0	767,1	706,0	746,0	668,1	689,7	717,4	742,1	763,7	744,0	755,7	808,9	865,6	921,3	982,4	1083,1	1151,2
Потребление энергии – ТС	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4993	4557	4245	4021	3746
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	98,7	76,4	79,6	76,4	51,7	48,7	43,4	37,4	5,3	6,1	7,5	8,5	9,1	9,1	6,3	7,9	9,1	10,2	11,0	13,2	13,9
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	180,6	178,0	160,7	148,3	128,0	117,5	106,9	96,3	76,4	69,9	64,3	59,0	54,2	49,6	45,4	42,1	40,3	37,4	34,7	33,5	31,3
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	98,9	91,1	84,0	77,4	72,1	65,5	59,6	54,1	49,2	44,7	40,7	37,0	43,2	39,3	42,6	38,7	35,2	35,7	32,4
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	41,4	34,7	29,0	38,5	32,7	38,3	34,7	72,0	65,2	58,9	52,6	46,6	40,8	38,1	33,2	39,7	34,1	29,0	29,1	24,3
Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,2	1,2	1,4	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,8	0,6	0,1	0,6	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	156,9	179,1	184,8	185,0	182,8	180,3	171,4	158,0	143,6	130,5	118,7	107,9	98,1	89,2	81,1	73,7	67,0	60,9	55,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	19,2	17,4	15,9	25,2	22,9	20,9	19,0	19,9	18,1	16,5	15,0	13,6	12,4	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	107,9	172,1	159,0	134,7	161,1	154,8	185,4	166,7	184,8	165,8	146,6	129,3	114,4	107,1	103,9	88,6	92,8	78,2	64,9	60,3	49,8
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	327,3	339,7	344,1	365,0	313,8	295,8	247,4	237,7	193,5	181,6	171,7	161,5	151,1	133,8	120,2	117,0	113,2	109,7	110,0	108,3	106,3
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	450,2	541,0	620,6	697,0	748,7	797,5	840,9	878,3	883,7	889,7	897,3	905,7	914,8	923,9	930,2	938,0	947,2	957,3	968,3	981,5	995,5
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	960,6	1138,6	1299,3	1447,6	1575,5	1693,0	1799,9	1896,2	1972,6	2042,5	2106,8	2165,8	2220,0	2269,6	2314,9	2357,0	2397,3	2434,7	2469,4	2502,9	2534,2
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	384,6	475,8	559,7	637,1	709,2	774,7	834,2	888,4	937,6	982,4	1023,0	1060,0	1103,2	1142,5	1185,1	1223,8	1259,0	1294,7	1327,1
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	45,7	80,4	109,4	147,9	180,6	218,9	253,6	325,5	390,7	449,6	502,3	548,8	589,6	627,8	660,9	700,6	734,7	763,7	792,7	817,0
Кум. Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	3,7	4,9	6,3	6,7	6,9	6,9	6,9	7,0	7,1	7,9	8,5	8,6	9,2	9,2	9,2	9,5	9,5	10,3
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,																					



Таблица D - 41: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии низкой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 152	4 157	2 344	56	186,01	10,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 256	4 261	2 780	65	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 329	4 334	2 807	65	0,00	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 410	4 415	2 734	62	0,00	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 492	4 497	5 053	112	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 578	4 583	4 975	109	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	4 653	4 658	4 905	105	0,00	0,00
2026					9 563	4 730	4 735	4 827	102	0,00	0,00
2027					9 563	4 817	4 822	4 740	98	0,00	0,00
2028					9 563	4 950	4 955	4 607	93	0,00	0,00
2029					9 563	5 114	5 119	4 444	87	0,00	0,00
2030					9 563	5 248	5 253	4 310	82	0,00	0,00
2031					9 563	5 387	5 392	4 171	77	0,00	0,00
2032					9 563	5 531	5 536	4 026	73	0,00	0,00
2033					9 563	5 664	5 669	3 893	69	0,00	0,00
2034					9 563	5 802	5 807	3 756	65	0,00	0,00
2035					9 563	5 944	5 949	3 613	61	0,15	0,00
2036					9 563	6 092	6 097	3 466	57	0,68	0,00
2037					9 563	6 244	6 249	3 314	53	4,18	0,02
2038	На угле 250 МВт	Шураб	250	230	9 793	6 492	6 497	3 296	51	0,68	0,00
2039					9 793	6 654	6 659	3 133	47	4,18	0,03

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 43: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 090	4 095	699	17	303,00	24,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 079	4 084	980	24	303,00	22,90
2017					5 064	4 087	4 092	972	24	303,00	16,87
2018			19	19	5 083	4 143	4 148	935	23	303,00	17,46
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 152	4 157	2 344	56	186,01	10,80
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 256	4 261	2 780	65	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 329	4 334	2 807	65	0,00	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 410	4 415	2 734	62	0,00	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 492	4 497	5 053	112	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 578	4 583	4 975	109	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	4 653	4 658	4 905	105	0,00	0,00
2026					9 563	4 730	4 735	4 827	102	0,00	0,00
2027					9 563	4 817	4 822	4 740	98	0,00	0,00
2028					9 563	4 950	4 955	4 607	93	0,00	0,00
2029					9 563	5 114	5 119	4 444	87	0,00	0,00
2030					9 563	5 248	5 253	4 310	82	0,00	0,00
2031					9 563	5 387	5 392	4 171	77	0,00	0,00
2032					9 563	5 531	5 536	4 026	73	0,00	0,00
2033					9 563	5 664	5 669	3 893	69	0,00	0,00
2034					9 563	5 802	5 807	3 756	65	0,00	0,00
2035					9 563	5 944	5 949	3 613	61	0,15	0,00
2036					9 563	6 092	6 097	3 466	57	0,68	0,00
2037					9 563	6 244	6 249	3 314	53	4,18	0,02
2038	ГЭС 100 МВт и 125 МВт	Нурекская ГЭС-2 и ГЭС Санобад	225	225	9 788	6 492	6 497	3 291	51	4,06	0,02
2039	На угле 100 МВт	Шураб	100	92	9 880	6 654	6 659	3 220	48	4,18	0,02

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 44: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 при условии низкой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039	
Пиковая нагрузка	4 094,5	4 083,6	4 092,0	4 147,9	4 157,3	4 261,1	4 334,4	4 414,7	4 497,5	4 582,8	4 658,1	4 735,4	4 822,3	4 955,4	5 118,8	5 252,8	5 391,9	5 536,3	5 669,5	5 807,1	5 949,4	6 096,5	6 248,6	6 496,8	6 659,3	
Потребление энергии	22 176,1	22 118,6	22 250,5	22 398,3	23 185,8	23 645,3	23 917,2	24 338,9	24 774,0	25 222,7	25 618,2	26 024,7	26 481,6	27 180,9	28 039,8	28 744,4	29 475,5	30 234,3	30 934,3	31 657,9	32 405,8	33 178,9	33 978,2	35 452,4	36 306,6	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2817,5	4933,4	5105,2	4949,7	6577,9	6965,3	9040,5	9261,3	11052,1	10951,4	10643,4	10443,5	10361,5	10779,0	10377,7	9986,1	9602,4	9112,8	8552,7	8675,1	8572,7	
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	265,2	2015,7	1947,5	1942,1	3024,8	2773,5	3541,7	3770,6	5699,7	5670,9	5666,5	5658,0	5641,5	5641,0	5637,7	5669,3	5556,1	5320,5	5285,5	5530,5	5530,5	
Сброс воды (ГВтч)	3 273	3 320	3 306	3 287	1 202	1 286	1 488	1 390	3 332	3 307	1 827	1 981	-	-	-	-	11	130	70	7	-	-	-	-	-	
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	144,4	133,3	129,8	135,4	89,3	94,7	82,7	74,5	0,0	0,0	0,0	0,8	2,0	2,6	10,1	18,7	29,0	41,0	55,0	54,6	69,3	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	287,9	305,9	303,0	306,5	288,5	291,8	288,4	285,0	257,6	257,6	257,6	257,6	258,2	258,5	272,0	264,0	267,5	272,0	277,3	283,6	292,1	
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	192,7	195,4	198,0	200,7	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	278,8	
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	84,7	81,8	81,8	127,0	116,5	148,8	158,4	239,4	238,2	238,0	237,6	236,9	236,9	236,9	238,1	233,4	223,5	222,0	232,3	232,3	
Затраты на ООЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	6,1	5,3	5,8		
Затраты на ООЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,9	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	156,3	226,2	305,8	384,0	435,8	479,9	521,4	565,8	591,9	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	192,2	336,5	348,2	337,6	448,6	475,0	616,6	631,6	753,8	746,9	725,9	712,2	706,7	735,1	707,8	681,1	654,9	621,5	583,3	591,6	584,7	
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	496,6	544,6	608,8	709,3	659,4	677,7	599,1	626,4	518,6	532,2	553,1	567,3	573,9	546,3	583,7	621,8	663,1	708,6	762,0	815,9	871,5	
Потребление энергии – ТС	20160	18280	16717	15298	14397	13347	12273	11354	10507	9724	8979	8292	7671	7158	6713	6256	5832	5438	5058	4706	4379	4076	3795	3599	3351	
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	97,0	75,2	66,6	63,2	37,9	36,5	29,0	23,8	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	1,7	2,8	3,9	5,0	6,1	5,5	6,4		
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	178,8	172,7	155,5	143,0	122,4	112,5	101,1	90,8	74,6	67,8	61,7	56,1	51,1	46,5	42,7	39,2	36,2	33,4	31,0	28,8	27,0	
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	98,9	91,1	84,0	77,4	72,1	65,5	59,6	54,1	49,2	44,7	40,7	37,0	33,6	30,6	27,8	25,3	23,0	26,8	25,7	
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	47,8	42,0	38,1	53,9	44,9	52,1	50,5	69,3	62,7	57,0	51,7	46,9	42,6	38,7	35,2	32,2	28,7	25,0	22,5	21,4	
Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,5	0,5		
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	156,9	179,1	184,8	185,0	182,8	180,3	171,4	158,0	143,6	130,5	118,7	107,9	98,1	89,2	81,1	73,7	67,0	60,9	55,4	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	19,2	17,4	15,9	25,2	22,9	20,9	19,0	19,9	18,1	16,5	15,0	13,6	12,4	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3	
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4	
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	119,3	189,9	178,7	157,9	190,3	183,1	216,1	201,3	218,3	196,7	173,8	155,0	139,8	132,2	115,7	101,2	88,5	76,3	65,1	60,1	54,0	
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	307,7	307,4	312,4	330,9	279,6	261,3	210,0	209,6	150,2	140,2	132,4	123,5	113,5	98,3	95,4	92,4	89,6	87,0	85,1	82,8	80,4	
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	441,2	516,4	583,0	646,2	684,1	720,6	749,6	773,3	773,3	773,3	773,3	773,5	773,9	774,4	776,0	778,8	782,7	787,8	793,9	799,5	805,9	
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	958,8	1131,5	1287,0	1430,0	1552,4	1664,9	1766,0	1856,8	1931,4	1999,2	2060,9	2117,0	2168,1	2214,6	2257,3	2296,5	2332,6	2366,1	2397,0	2425,8	2452,8	
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	384,6	475,8	559,7	637,1	709,2	774,7	834,2	888,4	937,6	982,4	1023,0	1060,0	1093,6	1124,2	1152,0	1177,2	1200,2	1227,0	1252,8	
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	54,7	96,7	134,7	188,6	233,5	285,7	336,1	405,5	468,2	525,2	576,9	623,7	666,4	705,1	740,3	772,5	801,1	826,1	848,6	870,1	
Кум. Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,9	2,4	3,0	
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	224,7	381,7	560,8	745,6	930,6	1113,4	1293,7	1465,1	1623,1	1766,6	1897,2	2015,9	2123,7	2							



Таблица D - 45: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 535	4 540	1 961	43	242,80	14,95
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 705	4 710	2 331	49	63,08	0,12
2021	На угле 350 МВт, ТЭЦ -128 МВт, Ветровая 10 МВт и Солнечная 10 МВт	Шураб, вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	453	422,8	7 464	4 852	4 857	2 607	54	0,00	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 471	5 011	5 016	2 455	49	0,02	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 873	5 178	5 183	4 690	90	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 880	5 353	5 358	4 522	84	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 885	5 505	5 510	4 375	79	0,15	0,00
2026					9 885	5 662	5 667	4 217	74	0,00	0,00
2027					9 885	5 834	5 839	4 046	69	0,00	0,00
2028					9 885	6 060	6 065	3 820	63	0,15	0,00
2029					9 885	6 322	6 327	3 558	56	0,68	0,00
2030					9 885	6 561	6 566	3 319	51	4,18	0,03
2031	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	10 207	6 812	6 817	3 390	50	0,15	0,00
2032					10 207	7 076	7 081	3 126	44	0,17	0,00
2033					10 207	7 325	7 330	2 877	39	4,18	0,02
2034	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	10 529	7 584	7 589	2 940	39	0,17	0,00
2035					10 529	7 856	7 861	2 668	34	4,18	0,02
2036	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	10 851	8 139	8 144	2 706	33	0,17	0,00
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 173	8 436	8 441	2 732	32	0,01	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 495	8 837	8 842	2 652	30	0,01	0,00
2039					11 495	9 162	9 167	2 328	25	0,15	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 46: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 при условии высокой нагрузки - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039
Пиковая нагрузка	4 243,2	4 301,3	4 358,8	4 467,0	4 540,2	4 710,3	4 857,3	5 016,2	5 183,0	5 358,0	5 509,6	5 667,5	5 839,3	6 064,7	6 326,6	6 565,8	6 817,2	7 081,3	7 329,6	7 589,2	7 860,6	8 144,4	8 441,1	8 842,5	9 167,0
Потребление энергии	22 957,7	23 262,6	23 652,9	24 075,2	25 198,2	26 005,9	26 665,1	27 500,5	28 377,1	29 297,0	30 093,7	30 923,5	31 826,8	33 011,1	34 388,0	35 645,4	36 966,5	38 354,5	39 659,6	41 024,1	42 450,7	43 942,4	45 502,1	47 781,1	49 486,7
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	102,0	2382,2	3889,5	5244,2	4771,5	6029,0	6271,6	7940,9	7767,9	9516,0	9019,0	8292,0	7591,4	9064,8	8976,7	7920,4	8624,4	7559,1	8272,2	8989,0	9261,7	8136,9
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	149,7	1347,1	2523,2	2266,4	2762,5	2726,9	3146,9	3092,3	7396,9	7076,9	6576,5	6028,0	7615,3	7250,3	6510,5	7474,0	6614,0	7553,7	8405,5	8875,3	7897,9
Сброс воды (ГВтч)	3 021	2 951	2 854	2 774	848	871	1 005	834	2 413	2 267	1 049	1 129	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	173,2	187,4	181,1	194,0	156,1	160,4	167,3	165,7	64,3	75,2	92,3	109,7	125,8	136,9	164,8	201,1	230,4	266,2	306,6	365,4	409,2
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	292,6	323,5	333,5	339,8	325,2	328,1	332,1	331,5	290,6	294,9	301,7	308,8	324,9	329,4	340,8	385,1	377,0	401,2	427,1	460,6	478,4
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	243,6	246,3	249,0	251,6	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	256,5	307,5	307,5	307,5	358,4	358,4	409,3	460,3	511,2	511,2
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	56,6	106,0	95,2	116,0	114,5	132,2	129,9	310,7	297,2	276,2	253,2	319,8	304,5	273,4	313,9	277,8	317,3	353,0	372,8	331,7
Затраты на ООЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	10,0	0,0	0,0	6,7	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0
Затраты на ООЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,3	2,1	3,2	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,5
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	156,3	226,2	305,8	384,0	435,8	479,9	521,4	565,8	591,9	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	7,0	162,5	265,3	357,7	325,4	411,2	427,7	541,6	529,8	649,0	615,1	565,5	517,7	618,2	612,2	540,2	588,2	515,5	564,2	613,1	631,6	554,9
Подитог	270,9	344,0	388,1	389,9	554,0	659,4	756,7	879,4	841,8	878,6	837,5	889,1	842,9	886,6	940,0	998,2	1037,5	1043,8	1130,8	1228,1	1312,3	1407,7	1511,8	1656,2	1753,8
Потребление энергии – ТС	20871	19225	17771	16444	15646	14680	13683	12829	12035	11295	10548	9853	9219	8693	8232	7757	7314	6898	6485	6098	5736	5398	5082	4851	4567
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	107,6	105,8	93,0	90,5	66,2	61,8	58,6	52,8	18,6	19,8	22,1	23,9	24,9	26,6	29,9	31,1	32,7	34,2	37,1	37,8	
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	181,7	182,6	171,1	158,5	137,9	126,5	116,4	105,6	84,2	77,7	72,2	67,2	64,3	59,3	55,7	54,3	50,9	49,3	47,7	46,8	44,2
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	125,0	114,9	105,6	97,0	89,9	81,7	74,3	67,6	61,4	55,8	60,8	55,3	50,3	53,3	48,4	50,3	51,4	51,9	47,2
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	31,9	54,4	44,4	49,2	44,2	46,3	41,4	90,0	78,3	66,1	55,1	63,3	54,8	44,7	46,7	37,5	39,0	39,4	37,8	30,6
Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,1	0,9	1,2	0,3	0,3	0,0	0,0	0,2	2,2	0,0	0,0	1,1	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	156,9	179,1	184,8	185,0	182,8	180,3	171,4	158,0	143,6	130,5	118,7	107,9	98,1	89,2	81,1	73,7	67,0	60,9	55,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	19,2	17,4	15,9	25,2	22,9	20,9	19,0	19,9	18,1	16,5	15,0	13,6	12,4	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	4,7	100,9	149,7	183,5	151,8	174,4	164,9	189,8	168,8	188,0	162,0	135,4	112,7	122,3	110,1	88,3	87,4	69,7	69,3	68,5	64,1	51,2
Подитог	246,2	284,3	291,6	266,3	344,0	372,2	388,3	410,2	357,0	338,7	293,5	283,3	244,2	233,5	225,0	217,2	205,3	187,7	184,9	182,6	177,3	172,9	168,8	168,1	161,9
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	459,1	564,9	657,8	748,3	814,6	876,4	935,0	987,8	1006,4	1026,2	1048,3	1072,2	1097,1	1121,7	1148,7	1178,5	1209,7	1242,4	1276,6	1313,7	1351,5
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	961,8	1144,4	1315,5	1474,0	1611,9	1738,4	1854,8	1960,5	2044,6	2122,3	2194,5	2261,7	2326,0	2385,3	2441,0	2495,2	2546,2	2595,5	2643,2	2689,9	2734,1
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	410,8	525,7	631,2	728,3	818,2	899,9	974,2	1041,8	1103,2	1159,0	1219,9	1275,2	1325,4	1378,7	1427,1	1477,4	1528,8	1580,7	1627,9
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	35,8	90,2	134,6	183,8	228,0	274,3	315,7	405,7	484,0	550,1	605,2	668,5	723,2	767,9	814,6	852,1	891,1	930,5	968,4	999,0
Кум. Затраты на ООЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,6	2,6	3,8	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3	4,6	6,8	6,8	6,8	7,9	7,9	8,7	8,8	8,8	8,8	
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	224,7	381,7	560,8	745,6	930,6	1113,4	1293,7	1465,1	1623,1	1766,6										



Таблица D - 47: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 при условии высокой нагрузки - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 300 МВт

Год	Дополнение/списание			Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность				
	Проект		Мощность (МВт)		Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭЭ (%)	
	Технология	Местонахождение	Установленная				Полезная ^{(1), (2)}	(МВт)			(%)
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 238	4 243	551	13	303,00	26,57
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 296	4 301	763	18	303,00	25,87
2017					5 064	4 354	4 359	705	16	303,00	20,80
2018			19	19	5 083	4 462	4 467	616	14	303,00	22,04
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Щураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 535	4 540	1 961	43	242,80	14,95
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 705	4 710	2 331	49	63,08	0,12
2021	ГЭС 100 МВт, ГЭС 125 МВт, ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Нурекская ГЭС-1, ГЭС Санобад, вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	328	325,8	7 367	4 852	4 857	2 510	52	0,15	0,00
2022	На угле 350 МВт, солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт	Щураб	370	329	7 696	5 011	5 016	2 680	53	0,00	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	10 098	5 178	5 183	4 915	95	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	10 105	5 353	5 358	4 747	89	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	10 110	5 505	5 510	4 600	83	0,00	0,00
2026					10 110	5 662	5 667	4 442	78	0,00	0,00
2027					10 110	5 834	5 839	4 271	73	0,00	0,00
2028					10 110	6 060	6 065	4 045	67	0,00	0,00
2029					10 110	6 322	6 327	3 783	60	0,02	0,00
2030					10 110	6 561	6 566	3 544	54	0,17	0,00
2031					10 110	6 812	6 817	3 293	48	4,06	0,01
2032					10 110	7 076	7 081	3 029	43	4,18	0,02
2033	На угле 350 МВт	Щураб	350	322	10 432	7 325	7 330	3 102	42	0,15	0,00
2034					10 432	7 584	7 589	2 843	37	4,18	0,02
2035	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	10 754	7 856	7 861	2 893	37	0,15	0,00
2036					10 754	8 139	8 144	2 609	32	4,18	0,01
2037	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 076	8 436	8 441	2 635	31	0,17	0,00
2038	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	350	322	11 398	8 837	8 842	2 555	29	0,03	0,00
2039	На угле 150 МВт	Фон-Ягноб	150	138	11 536	9 162	9 167	2 369	26	0,17	0,00

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 49: Последовательность увеличения выработки по сценарию 1 с учётом Шурабской ГЭС - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВНП (День/год)	ООНЭЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1), (2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 353	4 358	2 143	49	242,00	12,91
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 489	4 494	2 547	57	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 597	4 602	2 540	55	0,17	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 715	4 720	2 429	51	0,98	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 837	4 842	4 709	97	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 964	4 969	4 588	92	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	5 068	5 073	4 490	89	0,17	0,00
2026					9 563	5 175	5 180	4 383	85	0,00	0,00
2027					9 563	5 293	5 298	4 265	81	0,00	0,00
2028					9 563	5 459	5 464	4 098	75	0,02	0,00
2029					9 563	5 658	5 663	3 899	69	0,17	0,00
2030					9 563	5 830	5 835	3 728	64	0,68	0,00
2031	ГЭС - 863 МВт	Шурабская ГЭС	862,8	862,8	10 426	6 009	6 014	4 412	73	0,00	0,00
2032					10 426	6 195	6 200	4 225	68	0,00	0,00
2033					10 426	6 348	6 353	4 073	64	0,02	0,00
2034					10 426	6 505	6 510	3 915	60	0,17	0,00
2035					10 426	6 668	6 673	3 752	56	4,05	0,01
2036	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	10 748	6 837	6 842	3 906	57	0,02	0,00
2037					10 748	7 011	7 016	3 732	53	0,17	0,00
2038	На угле 150 МВт	Шураб	150	138	10 886	7 282	7 287	3 599	49	0,68	0,00
2039					10 886	7 468	7 473	3 412	46	4,18	0,02

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 50: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 1 с учётом Шурабской ГЭС - Агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039
Гидовая нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 605,6	40 584,4	
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2549,0	4470,6	4543,2	4233,3	5569,6	5887,9	7756,0	7672,8	9356,5	9234,2	8978,2	8709,8	10325,9	10618,6	10182,7	9746,4	9137,2	10483,9	9731,4	9221,6	8502,6
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	164,3	1747,1	1609,1	1480,6	2160,7	2018,9	2600,6	2593,6	5915,5	5894,2	5861,0	5759,7	5641,3	5636,6	5632,1	5591,7	5302,9	6937,6	6557,1	6695,3	6264,8
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	1 016	1 071	1 241	1 108	2 870	2 788	1 448	1 575	-	-	-	184	287	637	217	146	72	-	-	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	158,9	160,9	155,1	163,8	122,0	126,4	124,0	117,4	18,4	23,1	31,5	38,9	8,0	11,4	20,8	32,2	45,9	61,3	77,0	104,0	123,5
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	290,8	315,3	313,2	317,9	301,7	304,6	304,9	302,3	263,9	265,5	268,4	271,2	281,7	282,8	286,1	290,1	295,3	310,8	317,0	332,0	339,9
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	192,7	195,4	198,0	200,7	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	531,7	531,7	531,7	531,7	531,7	582,6	582,6	604,5	604,5
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	73,4	67,6	62,2	90,7	84,8	109,2	108,9	248,4	247,6	246,2	241,9	236,9	236,7	236,5	234,9	222,7	291,4	275,4	281,2	263,1
Затраты на ООИЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	4,3	0,0	0,0	0,4	8,1
Затраты на ООИЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	4,0	2,8	3,6	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	156,3	226,2	305,8	384,0	435,8	479,9	521,4	565,8	591,9	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0																				
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	173,8	304,9	309,8	288,7	379,8	401,6	529,0	523,3	638,1	629,8	612,3	594,0	704,2	724,2	694,5	664,7	623,2	715,0	663,7	628,9	579,9
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	527,1	601,8	670,6	782,5	740,0	716,0	706,0	746,0	668,1	689,7	717,4	742,1	931,9	912,2	958,4	1002,2	1054,5	1108,9	1166,1	1270,9	1337,0
Потребление энергии – ТС	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4893	4557	4245	4021	3746
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	96,7	90,8	79,6	76,4	51,7	48,7	43,4	37,4	5,3	6,1	7,5	8,5	1,6	2,0	3,4	4,8	6,2	7,5	8,6	10,6	11,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	180,6	178,0	160,7	148,3	128,0	117,5	106,9	96,3	76,4	69,9	64,3	59,0	55,7	50,9	46,8	43,1	39,9	38,2	35,4	33,7	31,4
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	98,9	91,1	84,0	77,4	72,1	65,5	59,6	54,1	49,2	44,7	105,2	95,6	86,9	79,0	71,8	71,6	65,1	61,4	55,8
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	41,4	34,7	29,0	38,5	32,7	38,3	34,7	72,0	65,2	58,9	52,6	46,9	42,6	38,7	34,9	30,1	35,8	30,8	28,5	24,3
Затраты на ООИЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,2	1,2	1,4	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,7
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	156,9	179,1	184,8	185,0	182,8	180,3	171,4	158,0	143,6	130,5	118,7	107,9	98,1	89,2	81,1	73,7	67,0	60,9	55,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	19,2	17,4	15,9	25,2	22,9	20,9	19,0	19,9	18,1	16,5	15,0	13,6	12,4	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	107,9	172,1	159,0	134,7	161,1	154,8	185,4	166,7	164,8	165,8	146,6	129,3	139,3	130,3	113,5	98,8	84,2	87,8	74,1	63,9	53,5
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	327,3	339,7	344,1	365,0	313,8	295,8	247,4	237,7	193,5	181,6	171,7	161,5	184,4	164,8	156,7	149,0	142,5	136,2	130,2	129,0	123,4
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	450,2	541,0	620,6	697,0	748,7	797,5	840,9	878,3	883,7	889,7	897,3	905,7	907,3	909,4	912,8	917,6	923,8	931,3	939,9	950,4	961,8
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	960,6	1138,6	1299,3	1447,6	1575,5	1693,0	1799,9	1896,2	1972,6	2042,5	2106,8	2165,8	2221,5	2272,4	2319,2	2362,3	2402,2	2440,4	2475,8	2509,5	2540,9
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	384,6	475,8	559,7	637,1	709,2	774,7	834,2	888,4	937,6	982,4	1087,6	1183,2	1270,1	1349,2	1421,0	1492,6	1557,6	1619,0	1674,8
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	45,7	80,4	109,4	147,9	180,6	218,9	253,6	325,5	390,7	449,6	502,3	549,2	591,8	630,4	665,3	695,4	731,2	762,0	790,5	814,8
Кум. Затраты на ООИЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	3,7	4,9	6,3	6,7	6,9	6,9	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,8	7,8	7,8	7,8	8,5
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	224,7	381,7	560,8	745,6	930,6	1113,4	1293,7	1465,1	1623,1	1766,6	1897,2									



Таблица D - 51: Последовательность увеличения выработки по сценарию 7 с учётом Шурабской ГЭС - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	Дополнение/списание				Итого полезная мощность (МВт)	Годовой пик нагрузки		Бесперебойность			
	Проект		Мощность (МВт)			Внутри страны (МВт)	С экспортом (МВт)	Резерв		ВПН (День/год)	ООНЭ (%)
	Технология	Местонахождение	Установленная	Полезная ^{(1),(2)}				(МВт)	(%)		
2014			5 346	4 785	4 785						
2015			9	9	4 794	4 179	4 184	610	15	303,00	25,79
2016	ТЭЦ 2x150 МВт	Душанбе, 2 очередь	300	270	5 064	4 204	4 209	855	20	303,00	24,65
2017					5 064	4 227	4 232	832	20	303,00	18,99
2018			19	19	5 083	4 313	4 318	765	18	303,00	19,98
2019	На угле 2x150 МВт, на угле 350 МВт и ГЭС 2x400 МВт	Шураб, Фон Ягноб и Рогун	1 476	1 418	6 501	4 353	4 358	2 143	49	242,00	12,91
2020	На угле 350 МВт	Фон-Ягноб	568	540	7 041	4 489	4 494	2 547	57	0,00	0,00
2021	ТЭЦ - 128 МВт, ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	103	100,8	7 142	4 597	4 602	2 540	55	0,17	0,00
2022	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	7 149	4 715	4 720	2 429	51	0,98	0,00
2023	ГЭС 4x600 МВт и солнечная 10 МВт	Рогунская ГЭС	2 410	2 402	9 551	4 837	4 842	4 709	97	0,00	0,00
2024	Солнечная 10 МВт и мини ГЭС 10 МВт		20	7	9 558	4 964	4 969	4 588	92	0,00	0,00
2025	Ветровая 10 МВт и солнечная 10 МВт		20	5	9 563	5 068	5 073	4 490	89	0,17	0,00
2026					9 563	5 175	5 180	4 383	85	0,00	0,00
2027					9 563	5 293	5 298	4 265	81	0,00	0,00
2028					9 563	5 459	5 464	4 098	75	0,02	0,00
2029					9 563	5 658	5 663	3 899	69	0,17	0,00
2030					9 563	5 830	5 835	3 728	64	0,68	0,00
2031	ГЭС - 863 МВт	Шурабская ГЭС	862,8	862,8	10 426	6 009	6 014	4 412	73	0,00	0,00
2032					10 426	6 195	6 200	4 225	68	0,00	0,00
2033					10 426	6 348	6 353	4 073	64	0,02	0,00
2034					10 426	6 505	6 510	3 915	60	0,17	0,00
2035					10 426	6 668	6 673	3 752	56	4,05	0,01
2036	ГЭС 100 МВт и 125 МВт	Нурекская ГЭС-2 и ГЭС Санобад	225	225	10 651	6 837	6 842	3 809	56	0,68	0,00
2037	На угле 350 МВт	Шураб	350	322	10 973	7 011	7 016	3 957	56	0,00	0,00
2038					10 973	7 282	7 287	3 686	51	0,17	0,00
2039					10 973	7 468	7 473	3 499	47	4,05	0,01

Прим: (1) Общая полезная мощность в 2014 году составляла 4 785 МВт

(2) Модернизация существующих гидроэлектростанций с 2015 по 2021 гг. увеличит мощность на 483 МВт



Таблица D - 52: Затраты на выработку на период планирования по сценарию 7 с учётом Шурабской ГЭС - Две ГЭС и агрегаты, работающие на угле, мощностью 350 МВт

Год	1 2015	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029	16 2030	17 2031	18 2032	19 2033	20 2034	21 2035	22 2036	23 2037	24 2038	25 2039
Пиковая нагрузка	4 183,7	4 209,4	4 232,2	4 317,5	4 357,9	4 493,6	4 602,2	4 719,8	4 842,1	4 969,4	5 073,0	5 179,9	5 297,7	5 464,4	5 663,3	5 834,9	6 013,8	6 200,2	6 352,6	6 510,3	6 673,2	6 841,7	7 015,9	7 287,0	7 473,2
Потребление энергии	22 644,6	22 779,5	22 987,4	23 289,7	24 240,2	24 867,1	25 324,4	25 942,5	26 585,6	27 254,6	27 799,0	28 361,0	28 980,4	29 856,2	30 901,8	31 803,9	32 743,9	33 723,5	34 524,9	35 353,4	36 209,9	37 095,4	38 011,0	39 605,6	40 584,4
Гарантированный экспорт (включен в потребление энергии)	681,5	681,5	681,5	681,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5	1331,5
Негарантированный экспорт (не включен в потребление энергии)	129,6	129,3	129,3	129,2	2549,0	4470,6	4543,2	4233,3	5569,6	5887,9	7756,0	7672,8	9356,5	9234,2	8978,2	8709,8	10325,9	10618,6	10182,7	9746,4	9137,2	9681,0	11015,7	9763,1	8917,3
Дополнительная тепловая мощность для негарантированного экспорта	0,0	0,0	0,0	0,0	164,3	1747,1	1609,1	1480,6	2160,7	2018,9	2600,6	2593,6	5915,5	5894,2	5861,0	5759,7	5641,3	5636,6	5632,1	5591,7	5302,9	5516,8	7167,1	6480,7	6032,1
Сброс воды (ГВтч)	3 122	3 107	3 069	3 000	1 016	1 071	1 241	1 108	2 870	2 788	1 448	1 575	-	-	-	-	184	287	217	146	72	161	82	-	-
Затраты на топливо	87,1	98,7	133,0	133,0	158,9	160,9	155,1	163,8	122,0	126,4	124,0	117,4	18,4	23,1	31,5	38,9	8,0	11,4	20,8	32,2	45,9	35,8	51,1	78,7	95,3
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	232,3	244,2	255,9	255,9	290,8	315,3	313,2	317,9	301,7	304,6	304,9	302,3	263,9	265,5	268,4	271,2	281,7	282,8	286,1	290,1	295,3	297,9	313,3	324,1	330,7
Капитальные затраты	0,0	41,9	41,9	41,9	136,8	187,8	192,7	195,4	198,0	200,7	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	205,6	531,7	531,7	531,7	531,7	531,7	590,3	641,3	641,3	641,3
Затраты на дополнительную мощность	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	73,4	67,6	62,2	90,7	84,8	109,2	108,9	248,4	247,6	246,2	241,9	236,9	236,9	236,9	236,9	222,7	231,7	301,0	272,2	253,3
Затраты на ООИЭЭ (Планирование)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	4,3	0,4	0,0	0,0	4,5
Затраты на ООИЭЭ (из-за диспетчеризации)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	4,0	2,8	3,6	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	156,3	226,2	305,8	384,0	435,8	479,9	521,4	565,8	591,9	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8	599,8
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание Рогунской ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	59,5	59,5	59,5	59,5	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на защиту от наводнений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на энергоэффективность	6,8	14,5	12,5	12,5	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Доходы от гарантированного экспорта	46,5	46,5	46,5	46,5	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
Доходы от негарантированного экспорта	8,8	8,8	8,8	8,8	173,8	304,9	309,8	288,7	379,8	401,6	529,0	523,3	638,1	629,8	612,3	594,0	704,2	724,2	694,5	664,7	623,2	660,2	751,3	665,8	608,2
Подитог	270,9	344,0	388,1	388,1	527,1	601,8	670,6	782,5	740,0	767,1	706,0	746,0	668,1	689,7	717,4	742,1	931,9	916,2	958,4	1002,2	1054,5	1073,6	1133,2	1228,1	1294,7
Потребление энергии – ТС	20586	18826	17271	15907	15051	14037	12995	12102	11275	10508	9743	9037	8395	7862	7398	6921	6478	6065	5645	5255	4893	4557	4245	4021	3746
Затраты на топливо – ТС	79,1	81,6	99,9	90,9	98,7	90,8	79,6	76,4	51,7	48,7	43,4	37,4	5,3	6,1	7,5	8,5	1,6	2,0	3,4	4,8	6,2	4,4	5,7	8,0	8,8
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание – ТС	211,2	201,8	192,3	174,8	180,6	178,0	160,7	148,3	128,0	117,5	106,9	96,3	76,4	69,9	64,3	59,0	55,7	50,9	46,8	43,1	39,9	36,6	35,0	32,9	30,5
Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	31,5	28,6	85,0	106,0	98,9	91,1	84,0	77,4	72,1	65,5	59,6	54,1	49,2	44,7	105,2	95,6	86,9	79,0	71,8	72,5	71,6	65,1	59,2
Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	41,4	34,7	29,0	38,5	32,7	38,3	34,7	72,0	65,2	58,9	52,6	46,9	42,6	38,7	34,9	30,1	28,5	33,6	27,6	23,4
Затраты на ООИЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,2	1,2	1,4	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4
Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	127,7	156,9	179,1	184,8	185,0	182,8	180,3	171,4	158,0	143,6	130,5	118,7	107,9	98,1	89,2	81,1	73,7	67,0	60,9	55,4
Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	19,2	17,4	15,9	25,2	22,9	20,9	19,0	19,9	18,1	16,5	15,0	13,6	12,4	11,2	10,2	9,3	8,4	7,7	7,0	6,3
Затраты на вывод Рогунской ГЭС из эксплуатации – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на защиту от наводнений – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Затраты на энергоэффективность – ТС	6,2	12,0	9,4	8,5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Доходы от гарантированного экспорта – ТС	42,3	38,4	34,9	31,7	56,4	51,3	46,6	42,4	38,5	35,0	31,8	28,9	26,3	23,9	21,7	19,8	18,0	16,3	14,8	13,5	12,3	11,2	10,1	9,2	8,4
Доходы от негарантированного экспорта – ТС	8,0	7,3	6,6	6,0	107,9	172,1	159,0	134,7	161,1	154,8	185,4	166,7	164,8	165,8	146,6	129,3	139,3	130,3	113,5	98,8	84,2	81,1	83,9	67,6	56,1
Подитог	246,2	284,3	291,6	265,1	327,3	339,7	344,1	365,0	313,8	295,8	247,4	237,7	193,5	181,6	171,7	161,5	184,4	164,8	156,7	149,0	142,5	131,9	126,6	124,7	119,5
Кум. Затраты на топливо – ТС	79,1	160,7	260,7	351,5	450,2	541,0	620,6	697,0	748,7	797,5	840,9	878,3	883,7	889,7	897,3	905,7	907,3	909,4	912,8	917,6	923,8	928,2	933,9	941,8	950,6
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание - ТС	211,2	413,0	605,3	780,1	960,6	1138,6	1299,3	1447,6	1575,5	1693,0	1799,9	1896,2	1972,6	2042,5	2106,8	2165,8	2221,5	2272,4	2319,2	2362,3	2402,2	2438,8	2473,8	2506,7	2537,2
Кум. Капитальные затраты – ТС	0,0	34,6	66,1	94,8	179,7	285,7	384,6	475,8	559,7	637,1	709,2	774,7	834,2	888,4	937,6	982,4	1087,6	1183,2	1270,1	1349,2	1421,0	1493,5	1565,1	1630,2	1689,4
Кум. Дополнительные затраты – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	45,7	80,4	109,4	147,9	180,6	218,9	253,6	326,5	390,7	449,6	502,3	549,2	591,8	630,4	665,3	695,4	723,9	757,5	785,1	808,5
Кум. Затраты на ООИЭЭ – ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	3,7	4,9	6,3	6,7	6,9	6,9	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,8	7,8	7,8	7,8	8,2
Кум. Капитальные затраты на Рогунскую ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	97,0	224,7	381,7	560,8	745,6	930,6	1113,4	1293,7	1465,1	1623,1	1766,6	1897,2	2015,9	2123,7	2221,8	2311,0	2392,0	2465,7	2532,7	2593,6	2649,0
Кум. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание на Рогунской ГЭС - ТС	0,0	0,0	0,0	0,0	21,1	40,3	57,8	73,6	98,8	121,8	142,6	161,6	181,5	199,6											



**ПРИЛОЖЕНИЕ Е: ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ
СЦЕНАРИЕВ**



ПРИЛОЖЕНИЕ Е: ПЛАНЫ РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ВЫБРАННЫХ СЦЕНАРИЕВ

1 ВВЕДЕНИЕ

В этом разделе представлены исследования, проведенные для определения объектов передачи, необходимых для предоставления вывода генерации в центры нагрузки для трёх выбранных планов расширения генерации и вычисление связанных с этим затрат на необходимые объекты передачи между 2015 и 2039 годами. Тремя выбранными планами являются:

- Расширение генерации без Рогунской ГЭС (Вариант 1, сценарий 7)
- Расширение генерации с Рогунской ГЭС (Вариант 2, сценарий 7)
- Расширение генерации с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС (Вариант 3, сценарий 7)

Изначально, исследование оценивает систему ОАХК «Барки Точик» и определяет, какие объекты требуются для соответствия основным стандартам энергоснабжения. Затем оно разрабатывает план расширения передачи, заканчивающийся в 2039 г. для каждого выбранного плана расширения генерации. В каждом случае, объекты, необходимые для энергоснабжения в Таджикистане также определены, и следует отметить, что планы по энергоснабжению похожи для каждого из сценариев. Но для каждого сценария планы передачи для вывода выработанной электроэнергии разные, и эти планы подобраны таким образом, чтобы способствовать обслуживанию нагрузки.

К концу периода имитации план расширения генерации без Рогунской ГЭС включает следующие ресурсы генерации:

- 2 100 МВт в Фон Ягнобе
- 1 000 МВт в Шурабе
- 100 МВт на Нуреке 2
- 125 МВт в Санобаде
- 350 МВт в Зидды
- 300 МВт в Душанбе в сочетании с выводом 128 МВт в Душанбе
- 20 МВт ветровой энергии, 50 МВт солнечной энергии и 20 МВт с малых ГЭС

К концу периода имитации планы расширения генерации с учётом строительства Рогунской ГЭС (план с Рогунской ГЭС и план с ранним вводом Рогунской ГЭС) включают следующие ресурсы генерации:

- 3 200 МВт на Рогунской ГЭС
- 700 МВт в Фон Ягнобе
- 1 000 МВт в Шурабе
- 100 МВт на Нуреке 2
- 125 МВт в Санобаде
- 300 МВт в Душанбе в сочетании с выводом 128 МВт в Душанбе
- 20 МВт ветровой энергии, 50 МВт солнечной энергии и 20 МВт с малых ГЭС

1.1 Цель исследования

Основные цели для планов расширения передачи включали:

- Разработка плана передачи энергоснабжения для потребителей, обслуживаемых системой ОАХК «Барки Точик»
- Разработка плана расширения передачи для вывода генерации в рамках выбранного плана генерации без Рогунской ГЭС



- Разработка плана расширения передачи для вывода генерации в рамках выбранного плана генерации с Рогунской ГЭС

2 ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ

Подход, применяемый к этому исследованию, состоял в использовании предоставленных БТ данных и разработке планов по расширению передачи, которые могут быть использованы при обслуживании нагрузки и выводе генерации в рамках каждого из выбранных планов расширения генерации. После этого проводилось сравнение планов расширения на основе затрат.

Предоставленные данные включают следующее:

- 2 базисных потока энергии в формате оценивания состояния энергосистемы: условия нагрузки в летний и зимний период.
- Существующие планы расширения для ближайшего будущего
- Пояснительную документацию о системе БТ.

Выводы и рекомендации по объектам передачи, необходимым для удовлетворения требований к обслуживанию нагрузки и выведения генерации, основаны на анализе энергетического потока в установленном режиме.

Данные, необходимые для проведения анализа динамических характеристик системы, отсутствовали, и, следовательно, динамические исследования не проводились. Динамическое исследование, как правило, представляет из себя подтверждающий анализ, а анализ потокораспределения является исследовательской частью исследования. Таким образом, вероятно, это не окажет значительного влияния на общие выводы. Тем не менее, ОАХК «Барки Точик» рекомендуется выполнить подтверждающие исследования при доступности динамических данных.

Это исследование было проведено с учётом предлагаемого проекта CASA 1000 и других обязательств в части экспорта электроэнергии, куда входят следующие:

- Соединение 500 кВ от подстанции Согд к Датке в Кыргызстане
- Линия 500 кВ между Регаром и Сангтудой
- Соединение высокого напряжения на постоянном токе с Сангтуды до Афганистана и Пакистана
- Линия 500 кВ между Синьцзяном и Рогуном
- Линия 500 кВ между ГЭС Рагуна и Пешаваром

2.1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Анализ существующей системы (2014/15) был проведен для определения объектов передачи, которые должны соответствовать критериям целостности системы и N-1 Системные обновления, необходимые для удовлетворения критериев N-1 определены. Следует отметить, что случай 2014 г. был разработан на основе модели 2012 г. с использованием данных нагрузки, которые были предоставлены ОАХК «Барки Точик».

2.2 ПЛАН РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ

Представленный план расширения передачи предназначен для периода в 25 лет с 2015 г по 2039 г. Определены объекты передачи, которые необходимы для трех различных сценариев расширения генерации (как указано в Разделе 1). Кроме того, объекты, необходимые для поддержки роста нагрузки и поддержания требований N-1 на основе прогнозирования нагрузки для данного периода определены. Для разработки плана расширения передачи горизонт планирования был разделен на 5 показательных лет:

- 2020-й год
- 2025-й год
- 2030-й год



- 2035-й год
- 2039-й год

Модели исследования (случаи потока электроэнергии при оценивании состояния энергосистемы) для каждого из этих показательных лет были созданы из базового случая на основании планов расширения генерации и прогнозированного роста нагрузки. Объекты передачи для вывода электроэнергии были выбраны таким образом, чтобы они также соответствовали требованиям нагрузки для горизонта планирования. Анализ N-0 проводится на каждой модели для определения нарушений целостности системы. Для проверки соответствия N-1 был проведен анализ последствий аварий и дополнительные объекты передачи, которые должны соответствовать N-1 были определены. Рекомендация включает новых ЛЭП, конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности и обновление линий.

2.2.1 Новые линии электропередач

Новые рекомендуемые объекты были выбраны для отражения развития системы на сегодняшний день. Например, линия 500 кВ была построена для того, чтобы заново соединить Согдийскую область с остальной частью Таджикистана после открытия связей между Таджикистаном и Узбекистаном. Это решение установило, что вывод электроэнергии из Согдийской области на юг должен быть на основе 500 кВ. После того, как базовое напряжение было создано в конкретном регионе, были оценены различные варианты в определении окончательной рекомендации.

2.2.2 Статические конденсаторы

Первоначальное исследование по нынешней системе рассматривало большое количество проблем низкого напряжения, особенно в Согдийской области в течение летнего пика. Рекомендуемым решением была установка автоматически включающихся конденсаторов на различных шинах 110 кВ. Причина предложения автоматически включающихся конденсаторов было признание отсутствия видимости систем 110 кВ оператором по управлению системой. Необходимость в конденсаторах продемонстрирована в исследовании.

Рекомендация по добавлению варов напрямую зависит от коэффициентов загрузки и мощности на отдельной станции 110 кВ. Поэтому загрузка шин на уровне 110 кВ является важными входными данными для проведения исследования. Значительные усилия были приложены для того чтобы преобразовать загрузку станции, которая была предоставлена в настоящую загрузку шин на станции 110 кВ. настоящая загрузка станции должна периодически проверяться и сравниваться с моделированной загрузкой станции. Насколько это возможно в данном исследовании, рекомендации по добавлению конденсаторов были привязаны к удельной нагрузке для оказания помощи в планировании добавления конденсаторов.

2.2.3 Модернизация линий

При увеличении мощности линий 110 кВ рекомендуемым решением является замена существующих линий. Исходя из опыта Manjotra Hydro, стоимость замены линий электропередач составляет от 20 до 30% стоимости строительства новой линии даже при использовании композитных проводников высокой мощности. Выбор проводника аналогичного размера и веса устранил необходимость улучшения прочности башни.

Все исследования должны периодически пересматриваться для приспособления к изменениям прогноза нагрузки в течение 25-летнего периода. Тем не менее, рекомендации этого исследования с точки зрения передачи электроэнергии вряд ли существенно изменятся. Причина этого заключается в том, что предположения сделанные в исследовании вывода электроэнергии едва ли изменятся. Например, электростанция должна быть построена в Шурабе и объекты, необходимые для вывода электроэнергии очень статичны. Предположения, используемые в исследованиях энергоснабжения являются менее точными. Они зависят от различных темпов роста и структур роста. Когда нагрузка распределяется, измерить ее становится труднее чем измерить добавление генератора или «импортной-экспортной» линии, которая, соединяет два места в системе. По этой причине предположение, сделанное касательно роста нагрузки должно периодически проверяться для удостоверения в том, что рекомендации по модернизации передачи имеют силу и план расширения передачи обновлен соответствующим образом. Это нормальная промышленная практика. Обычно часть плана по передаче касательно энергоснабжения должен проверяться на



соответствие каждый год или каждые пару лет. Каждые 5 лет необходимо принимать существенные меры для повторного исследования требования энергоснабжения в будущем.

2.3 ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЭКСПОРТУ

2.3.1 CASA 1000

Основным компонентом будущего развития электроэнергетики Таджикистана является строительство линии 500 кВ из Датки в Согдийскую область и соединение высокого напряжения на постоянном токе между Сангтудой и Пешаваром. Проект состоит из:

- Строительство линии электропередачи 500 кВ от Датка в Кыргызстане до Худжанда длиной около 477 км
- Строительство линии электропередачи 500 кВ от Регара до Сангтуды длиной около 115 км и автотрансформатора 500/220 кВ на Сангтуде
- Строительство конвертационной станции постоянного тока высокого напряжения (ПТВН) на местности Сангтуда с пропускной способностью в 1 300 МВт
- Строительство линии электропередачи высокого напряжения на постоянном токе Сангтуда - Кабул - Новшера длиной 800 км, из которых 117 км будет находиться на территории Таджикистана, 557 км на территории Афганистана и 126 км на территории Пакистана, и
- Строительство конвертационной станции ПТВН мощностью 1300 МВт в Новшере, Пакистан

В настоящее время сдача в эксплуатацию проекта CASA-1000 ожидается в 2021 году. В апреле 2015 года Межправительственным советом были подписаны Генеральное соглашение и Соглашение на закупку электроэнергии, а в ноябре того же года были подписаны Соглашения между операционными единицами.

Так как окончательный вариант проекта соединения высокого напряжения на постоянном токе не был создан во время исследования, соединение было изображено в виде нагрузки на Сангтуде. Данное предположение не будет влиять на объекты, рекомендованные в данном исследовании.

Существует два операционных обстоятельства, которые окажут влияние на Таджикистан и должны быть рассмотрены в проекте CASA 1000. Первым из них является потеря линии 500 кВ из Датки в Согдийскую область. Если Киргизстан экспортирует более 500 МВт электроэнергии в Таджикистан и линия вынужденно выйдет из строя, то в Таджикистане будет дефицит, который будет больше, чем объем нагруженных резервов, которые Таджикистан может выдержать. Дефицит электроэнергии может быть уменьшен двумя способами:

- Первый заключается в автоматическом сбросе нагрузки в Таджикистане с использованием релейной защиты пониженной частоты
- Второй заключается в установлении необходимости линии высоковольтного постоянного тока для мониторинга частоты в Таджикистане и регулирования мощности постоянного тока при обнаружении значительной девиации частоты.

Вторым рабочим режимом, который может возникнуть является долговременное блокирование линии высокого напряжения на постоянном токе. Это условие может быть осуществлено, в первую очередь, регуляторами генераторов в Таджикистане. Однако отключение генерации в Таджикистане может потребоваться для того, чтобы получить частоту, близкую для того, чтобы регуляторы реагировали на повышенную частоту. Лучшим подходом для этого является наличие ступенчатых реле повышенной частоты на генераторных станциях в Таджикистане. Это позволит предусмотреть генерацию, которая должна быть сброшена и позволит регуляторам машин на оставшихся машинах вернуть частоту на приемлемый уровень. Необходимо принять решение для определения генерации, которая будет доступна для этой поэтапной схемы повышенной частоты. Так как для этого исправления потребуются детальное знание окончательного дизайна системы высокого напряжения на постоянном токе, это исследование должно быть проведено в рамках исследования по поддержке работы этого объекта.



2.3.2 Экспорт в Китай

Предполагается построить линию электропередачи длиной в 550 км между Синьцзян, Китайской Народной Республикой и Рогунской ГЭС. Предполагается, что линия будет иметь пропускную способность 900 МВт и будет работать в течение летних месяцев. Это соединение была предоставлена в качестве нагрузки на Рогунскую ГЭС. Предполагается, что необходимая компенсация линии для поддержания напряжения на шине будет обеспечиваться в рамках данного проекта. Это предположение не влияет на объекты, рекомендуемых в данном исследовании.

2.4 ВЕТРОВАЯ, СОЛНЕЧНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ И ГЕНЕРАЦИЯ МАЛЫХ ГЭС

Оба плана генерации включали ограниченное количество ветровой, солнечной генерации и генерации малых ГЭС. Полагалось, что эта генерация разбросана по всей стране и была вычтена с нагрузкой системы.

3 ДАННЫЕ СЕТИ И РЕЛЕВАНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

3.1 БАЗИСНЫЙ ПОТОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ОАХК «Барки Точик» предоставило 2 случая базисного потока электроэнергии в формате PSS™ E. Один случай был образцом летнего режима работы, а другой был образцом работы в зимний период. Данные в этом файле содержали справедливое представление объектов генерации и передачи.

Поток электроэнергии включал объекты передачи между 110 кВ и 500 кВ. Объекты в Узбекистан были готовы. Затем данный случай был сравнен с тремя однолинейными схемами, которые также были предоставлены. Первый чертеж 52 - SLG система 110-220-500 кВ энергосети БТ был предоставлен с первоначальным комплектом данных для проекта. Остальные два чертежа были предоставлены для отображения деталей сети 110 кВ.

Предоставленные потоки электроэнергии были с учетом построенной Рогунской ГЭС с высокой нагрузкой в Таджикистане. При сравнении нагрузок в данных случаях с нагрузкой в документе «60 – loads for substations 09.2012_en.xls» было установлено, что базисная нагрузка в предоставленном случае не соответствует предоставленным данным. Документ содержал нагрузку только на трансформаторах 500:220 кВ и 220:110 кВ. Была предпринята попытка использовать предоставленный график нагрузки в потоке электроэнергии, который был предоставлен для данного проекта в качестве руководства по распределению нагрузки. Например, если вдоль линии 110 кВ имеется 4 станций 110 кВ и на первую приходится 10% общей нагрузки вдоль линии, на вторую приходится 20%, на третью - 30%, а на четвертую - 40%. Была предпринята попытка использовать этот график вдоль линии, но сохранить нагрузку трансформаторов 220:110 кВ, которая была описана в таблице нагрузок подстанций. Это предусматривает несколько лучшее представление нагрузки, однако было установлено, что этого недостаточно для плана расширения передачи.

Для разработки лучшего представления нагрузки был сделан и выполнен запрос для нагрузки на всех трансформаторах 110:35 кВ. Предоставленные данные включали измерения токовой нагрузки и электроэнергии. Конкретные измерения напряжения на каждой шине не были представлены. В связи с этим для расчета МВА нагрузки и впоследствии МВАр и коэффициента мощности было предположено номинальное напряжение. На основании данного расчета коэффициент мощности нагрузки для некоторых измерений оказался больше чем единица. В Таблице E-1 приведены некоторые из ошибочных данных.

Предполагается, что стратегия должна решить ошибку в данных нагрузки. Было предположено, что учет электроэнергии корректен во всех возможных случаях и что коэффициент мощности происходит от предположения 110 кВ при расчете МВА или по причине ошибки при измерении тока. Для исправления данных вопросов были использованы следующие правила:

1. Если группа трансформаторов с сомнительными коэффициентами мощности расположена на станции с группой трансформаторов, питающих другие фидеры, которые имеют



обоснованный коэффициент мощности, то будет использоваться этот коэффициент мощности

2. Если на станции нет других трансформаторов или оба трансформатора имеют сомнительный коэффициент мощности, то проверяются непиковые данные. Если непиковые данные имеют обоснованный коэффициент мощности, то используется данное значение
3. Если мы не сможем получить руководящие принципы из данной станции, то будет использован коэффициент мощности 0,9.

Эти правила предполагают, что записанные напряжение и электроэнергия являются корректными.

Таблица Е - 1: Таблица загрузки зимнего периода 2013 г.

№ пп	Наименов. подстанций	Максимальные нагрузки				Минимальные нагрузки			
		Т-1		Т-2/Т-3		Т-1		Т-2/Т-3	
		I. А	P, МВт	I. А	P, МВт	I. А	P, МВт	I. А	P, МВт
110 кВ (Юг)									
106	Пяндж	31	6	5	1	откл.	–	5	1
107	Свердлова	10	2			откл.	–		
108	Ташрабад-1	5	1			откл.	–		
109	Шаартуз	36	6	69	12	откл.	–	откл.	–

Исправленные данные нагрузки были добавлены в модель и были созданы летние и зимние случаи. Учитывая, что данные нагрузки были представлены за 2012-2013 гг., чтобы представить существующей системы в 2014-2015 гг., нагрузка системы была рассчитана для соответствия с данными нагрузки, представленными в Таблице 3-7. Считается, что летняя нагрузка составляет 80% пиковой нагрузки. Необходимо отметить, что разделение нагрузки между летним и зимним сценариями был сохранено. Разница в коэффициентах мощности и относительно загрузки в зимних и летних данных, которые были представлены в двух оригинальных файлах загрузки сохранены в данных случаях, а также для всех случаев показательных лет, использованных в данном исследовании.

При разработке плана расширения передачи, данные нагрузки являются типичной частью исходных данных. Диаграмма нагрузки в базисном потоке электроэнергии необходима для разработки плана, который продержится на протяжении разумного периода времени. Как и в случае плана передачи, предположения должны периодически проверяться для удостоверения в том, что остальная часть плана является действительной, особенно планы, которые требуют большой объем строительных работ по причине роста нагрузки. Пересмотр предположений по нагрузке, используемых в данном плане, должен проводиться довольно часто, т.е. через 2-3 года после внедрения плана, для удостоверения в том, что предположения по нагрузке все еще действительны. Строительство по предлагаемому профилю нагрузки вместо действующего профиля нагрузки позволит построить объекты до появления в них необходимости в районах с медленным ростом нагрузки, тогда как



районы с более быстрым ростом нагрузки не получат объекты вовремя. Таким образом, анализ нагрузки, выполненный в генеральном плане должен проверяться периодически, а результаты должны быть обновлены в моделях исследований для удостоверения в том, что результаты в плане передачи остаются действительными.

3.2 ВНЕПИКОВЫЙ ПЕРИОД В ЛЕТНЕЕ ВРЕМЯ

Пиковые случаи являются выгодными для определения объектов, которые необходимы для подачи нагрузки. В случаях, требующих переток электроэнергии с электростанции или региона, пиковые случаи могут быть оптимистичными, так как нагрузка, близкая к генерирующей станции может потреблять нагрузку, которую иначе пришлось бы выводить в непиковые периоды. По этой причине был разработан случай с 70% летним пиком в целях исследования низкой нагрузки, сценариев с высокой передачей.

4 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

В этом разделе оценивается система ОАХК «Барки Точик» в 2014/15 гг. и определяются средства, необходимые для соответствия основным стандартам энергоснабжения. Анализ последствий аварий переменного тока был проведен в сети 2014/15 гг. для определения существующих проблем сети. Коррективные действия по смягчению предаварийного и послеаварийного напряжения и тепловых нарушений также перечислены в этом разделе.

4.1 МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕТИ 2014 Г.

Модели сети PSS/E, предоставленная БТ была образцом 2012 года и не отражала нынешнее состояние системы. Следовательно, была разработана модель планирования для 2014/15 гг. года и использована в качестве точки отсчета для последующих исследований по планированию до 2039 года. Модель сети 2012 года была обновлена с целью включения каких-либо продолжающихся или подтвержденных проектов по передаче. Затем были проанализированы 2 случая, представляющие нагрузку в летнее и зимнее время и генерацию для 2014/15 гг. В целях разработки конвергированной сети для 2014/15 гг. в системе были произведены некоторые корректировки и модификации. Предположения по моделированию и корректировки системы, используемые для разработки модели 2014/15 гг. перечислены ниже.

4.1.1 Нагрузка

Нагрузка системы была пересчитана до прогноза нагрузки 2014/15 гг. Нагрузка в Таджикистане представляет собой сочетание постоянных (промышленных) и переменных (бытовых) нагрузок. Предполагается, что промышленная и сосредоточенная нагрузки останутся без изменений вне зависимости от времени года. Остальная нагрузка представляет отопление, ирригацию и бытовую нагрузку, которые меняются в зависимости от времени года. Пиковая нагрузка возникает в зимний период, а переменные нагрузки были пересчитаны таким образом, что нагрузка в системе равна прогнозируемой нагрузке для 2014 года. Летний случай представляет сценарий с более низкой нагрузкой с предполагаемой нагрузкой системы, составляющей 80% от нагрузки в зимний период. Общая нагрузка в системе для двух этих случаев была предположена в размере 4 075 МВт для зимнего периода и 3 033 МВт для летнего периода.

4.1.2 Выработка

График генерации для каждого сезона был модифицирован в соответствии с данными, предоставленными в Таблице 2-2 в Разделе 2.3 основного отчета. Все электростанции, которые в данный момент находятся в системе, были включены в модель. P_{макс} для каждой машины на электростанции был установлен на основе доступной в данный момент мощности для каждой электростанции на основании той таблицы. Было замечено, что генераторы в настоящем случае были смоделированы с весьма сдерживающим ограничением по скоростному напору, в связи с чем предоставляя очень узкую полосу частот для управления напряжением. Так как кривые производительности для данных машин были недоступны, были сделаны следующие предположения для установления обоснованного ограничения по скоростному напору для этих машин:

- Q_{макс} предполагается в размере 80% от P_{макс} машины



- Qмин предполагается в размере 2/3 от Qмакс

4.2 N-0 (ЦЕЛОСТНОСТЬ СИСТЕМЫ)

После разработки базовых вариантов пика было замечено, что нагрузка в летний период в Согдийской области представляла более нагруженный случай, тогда как в зимний период базовый вариант пика представлял более нагруженный случай в остальной части страны. До проведения анализа последствий аварий необходимо было проанализировать и скорректировать напряжения и нагрузку. Следующие подразделы представляют изменения, которые рекомендуются в результате данного анализа.

4.3 СТАТИЧЕСКИЙ КОНДЕНСАТОР

Нагрузка на сеть в 2014/15 гг. привела к низкому напряжению при работе в установившемся режиме. Дополнительные шунтирующие устройства реактивной мощности были добавлены, чтобы получить приемлемый профиль системы без изменений напряжения. Данный шаг был важен для получения решения по конвергированной системе для вновь созданной модели сети 2014 и следовательно для ввода профиля напряжения сети высокого напряжения (110 кВ и выше) в критерии планирования ($\pm 5\%$ номинального напряжения).

В зависимости от нагрузки в летний или зимний периоды меняются требования к реактивной мощности между северными и южными регионами. В летний период, нарушение установившегося напряжения преимущественно происходит в Согдийской области, тогда как в зимний период нарушение напряжения наблюдается в южной части страны. Список конденсаторов, необходимых для предоставления поддержки напряжения при условии целостности системы в каждом секторе представлен ниже.

4.3.1 Северный сектор - Согдийская область

Увеличение ирригационной нагрузки и отсутствие поддержки реактивной мощности в летний период приводит к суровым состояниям с низким напряжением. Для ввода напряжения системы в указанные пределы напряжения необходимы дополнительные конденсаторы. Для определения конденсаторов, необходимых на разных этапах роста нагрузки с 2012 по 2014 гг. уровень нагрузки в летнем случае был увеличен в интервалах 100 МВт на севере. Когда нагрузка на севере достигнет 1 000 МВт, будут необходимы дополнительные конденсаторы для предоставления поддержки напряжения. При каждом последующем увеличении нагрузки увеличивается количество конденсаторов. В Таблице Е-2 перечислены новые конденсаторы, необходимые в Согдийской области для получения нагрузки 2014 года.

Таблица Е - 2: Конденсаторы в северном секторе

Название шины (110 кВ)	Нагрузка 1011 МВт	Нагрузка 1111 МВт	Нагрузка 1178 МВт
	Конденсаторы (МВАр)		
КНС	-	-	20
Узловая	30	60	100
Протлет	30	40	60
Ленинабад	10	20	20
Канибадам	5	10	30
Ашт	10	25	40
Айни	10	30	30
Рудаки	-	-	20
Итого	95	185	290



Для поддержки проектной нагрузки 2014/15 гг. необходимы дополнительные 290 МВАр конденсаторов. Вышеуказанные конденсаторы расположены на уровне 110 кВ так как детали сети распределения не были рассмотрены в плане расширения передачи. Таблица дает представление о размере компенсации реактивной мощности, необходимой в районе этих шин. Так как добавление конденсаторов на шинах низшего напряжения является более экономичным, то рекомендуется расположить как можно больше этих конденсаторов на фидерах 35,8 кВ на вышеуказанных станциях. Затраты, которые подробно описаны в настоящем отчете, основаны на автоматически включающихся шунтах, контролирующих шины 110 кВ. Основанием для рекомендации переключаются статических конденсаторов является плохая видимость на шинах низшего напряжения.

4.3.2 Южный сектор - Душанбе, Хатлонская область и РРП

При пиковых условиях нагрузки в зимний период, низкое напряжение наблюдается в южной части страны (Душанбе, Хатлонская область и РРП). Это возникает преимущественно из-за увеличения отопительной нагрузки в течение зимнего периода. Конденсаторы для поддержки напряжения рекомендуется установить на подстанции Джангал, в Гиссарском сталеплавильном заводе и на подстанции Тутак. В Таблице Е-3 указаны конденсаторы, необходимые в данном секторе.

Таблица Е - 3: Конденсаторы в южном секторе

Район	Конденсаторы (МВАр)
Джангал	60
Гиссар	30
Тутак	60

Предполагается, что вышеперечисленные конденсаторы будут размещены на шине 110 кВ. Такая же реакция системы может быть достигнута путем установления конденсаторов на шине низшего напряжения подстанции. Необходимо отметить, что эти дополнительные шунтирующие приборы были необходимы для проведения исследования системы, представленного в данном отчете. Местоположение основано на данных нагрузки, которые были предоставлены для этого исследования. Для утверждения местоположения и оценки мощности этих шунтирующих приборов необходимо провести дополнительные исследования посредством специального исследования реактивной мощности с учетом условия пиковой нагрузки и прочих сезонных изменений нагрузки и генерации для следующих нескольких лет.

4.4 Линии ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

4.4.1 Перегруженные линии

При условиях целостности системы было замечено, что некоторые линии электропередач были загружены сверх их чрезвычайного режима работы (110%). Список перегруженных линий электропередач и процент перегрузки показан в нижеследующих таблицах. В Таблице Е-4 представлен список перегруженных линий 220 кВ, а в Таблице Е-5 представлен список перегруженных линий 110 кВ. В первой записи линия из Нурека в Орджиникидзабад была разделена на 2 сегмента для определения ответвления между двумя станциями Нурека. Сегмент 1 представляет раздел линии между двумя Нурекскими станциями.

Таблица Е - 4: Перегруженные линии 220 кВ (целостность системы)

Линии 220 кВ				
ОТ ШИНЫ	К ШИНЕ	НАГРУЗКА (МВА)	МОЩНОСТЬ ЛИНИИ (МВА)	ПРОЦЕНТ
Нурекская ГЭС	Орджиникидзабад (сегмент 1)	418,8	267	156,8
Нурекская ГЭС	Орджиникидзабад (сегмент 2)	366,7	276	132,8



Таблица Е - 5: Перегруженные линии 110 кВ (целостность системы)

ОТ ШИНЫ	К ШИНЕ	НАГРУЗКА (МВА)	МОЩНОСТЬ ЛИНИИ (МВА)	ПРОЦЕНТ	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Джангал	Гиссар	90,1	75	120,1	125
Шурсай (двухцепная)	Ордженикидзабад (двухцепная)	83,7	75	111,7	125
Головная ГЭС	Ломоносова	87,6	75	116,8	125
Прядильная	Курган-Тюбе	137,1	75	182,8	125
Курган-Тюбе	Чапаева	123,9	75	165,2	125
Куляб	Хатлон (двухцепная)	96,2	75	128,2	125
Хатлон (двухцепная)	Сомони (двухцепная)	87,7	75	116,9	125
Бохтар	Сомони	95	75	126,6	125
Кайраккум (двухцепная)	Ленинабад (двухцепная)	126,6	75	168,8	125

Перегрузки определяются на основании существующей номинальной длительной мощности (Мощность А) при непрерывной работе линий, которая была предоставлена для исследования в файлах оценивания состояния энергосистемы. Перегруженные линии 110 кВ преимущественно являются распределительными, и перегрузки определяются на основе режима работы линии, предоставленного для этого исследования. Так как данные нагрузки и прогнозируемая нагрузка являются источниками потенциальных ошибок, то эти перегрузки должны быть утверждены до внедрения рекомендуемых обновлений. Если эти перегрузки наблюдаются в нынешней системе, то они могут быть смягчены путем обновления линий до более высокого номинального значения параметра при непрерывной работе. Так как они являются короткими линиями (менее 50 км), то лучшим вариантом будет замена проводников. Оценки модернизации линий приведены в разделе, посвященном стоимости (раздел 9.2.4).

В представленном настоящем случае потока электроэнергии существуют линии такого же напряжения, но с более высокой мощностью. Было предположено, что линии, перечисленные в таблицах могут быть обновлены по меньшей мере до мощности этих линий с более высокой мощностью. Линии 220 кВ и 110 кВ были модернизированы до более высокой мощности в 346 МВА и 125 МВА соответственно. Во всех исследованиях будущих лет если линия мощностью ниже 346 МВА для линии 220 кВ или 125 МВА для линии 110 кВ была перегружена, то она была переоценена к этой мощности. Все эти линии задокументированы как нуждающиеся в обновлении и перечислены в соответствующих разделах. Рекомендуемые проводники для этих обновлений предусматривают большую мощность, чем та, которая используется в данном исследовании. Типичная мощность сталеалюминиевого кабеля и композитных проводников указана в Таблице Е-6. Детальный список обновлений передачи с учетом соответствия и N-0 и N-1 представлен в следующем разделе.



Таблица Е - 6: Типичная мощность сталеалюминиевого кабеля и композитных проводников

Напряжение	Мощность сталеалюминиевого кабеля (МВА)			Мощность высокотемпературного проводника с малым провесом (МВА)		
	Нижняя	Высшая	Средняя (МВА)	Нижняя	Высшая	Средняя (МВА)
110 кВ	86	171	129	147	305	226
220 кВ	343	533	438	610	876	743
500 кВ	3118	3897	3507	5542	7967	6755

4.5 АНАЛИЗ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ N-1

Анализ последствий аварий был проведен на сети 2014/15 для проверки соответствия N-1 и определения термальных нарушений и нарушений напряжения как указано в критериях планирования. Непредвиденные обстоятельства, которые нарушают критерий N-1 представлены и предлагают такие обновления системы как обновление передачи и шунтирующие приборы для смягчения нарушений.

Для анализа последствий аварий N-1 используется сеть 2014/15 с шунтирующими устройствами и обновлением передачи для искоренения нарушений напряжения целостности системы. Исследованные непредвиденные обстоятельства включают однолинейное выключение, выход из строя трансформатора и потери генерации. Когда же были обнаружены нарушения, из регулировки системы были определены подходящие способы смягчения их последствий, такие как регулировка трансформаторов/шунтирующих проводников. Тем не менее, если требуются меры по смягчению последствий сверх регулировки системы, то рассматривается усиление системы передачи, такое как установка новых шунтирующих реактивных устройств и/или модернизация существующих линий или строительство новых линий электропередач. Рассматриваемые нарушения классифицированы ниже.

4.5.1 Расходящиеся непредвиденные обстоятельства

Существует 2 непредвиденных обстоятельства, которые привели к расходящимся решениям. В Таблице Е-7 перечислены расходящиеся непредвиденные обстоятельства, которые возникали в сети 2014.

Таблица Е - 7: Расходящиеся непредвиденные обстоятельства

От шины	К шине	Мощность
Регар	Душанбе	500 кВ
Душанбе	Согд	500 кВ

Основная причина не-конвергентного решения связана с тем, что обе эти аварии разделили Таджикистан в электроэнергетическом плане на две области, при этом на севере страны вырабатывается недостаточно электроэнергии для поддержания надежной работы системы. Рекомендуемые смягчающие меры для двух непредвиденных обстоятельств приведены ниже.

1. Душанбе и Согд: Сдваивание существующей линии 500 кВ

В настоящее время подстанции Согд и Душанбе соединены одной линией 500 кВ, которая передает электроэнергию из южной части Таджикистана в северную. При условиях пиковой нагрузки одна линия 500 кВ должна передавать 920 МВт для энергоснабжения в Согдийской области. Потеря этой линии приведет к сокращению 920 МВт в Согдийской области, что не может быть выработано существующей генерацией на Кайраккумской ГСЭ (126 МВт). Для улучшения надежности системы и максимального энергоснабжения рекомендуется добавить вторую линию 500 кВ между Согдийской областью и Душанбе. Кроме того, вместе с плановым увеличением мощности генерации и экспорта электроэнергии данная линия



будет служить в качестве важной магистрали по передаче электроэнергии между югом и севером и наоборот. Важно иметь в наличии вторую линию при подготовке к расширению генерации в Согдийской области и импорту электроэнергии из Киргизстана (CASA 1000).

2. Линия Регар-Душанбе

Линия 500 кВ между Регаром и Душанбе является еще одной важной линией для передачи электроэнергии между севером и югом. Электроэнергия от генераторов Нурекской ГЭС передается в Регар, а затем передается в Согдийскую область через линию 500 кВ Душанбе. Весь поток электроэнергии на север передается в Душанбе по этой линии. В случае потери данной линии, для передачи электроэнергии в Согдийскую область не существует альтернативной магистрали. Одним из вариантов смягчения данного непредвиденного обстоятельства является преобразование этой линии в двухконтактную линию, а альтернативным вариантом является развитие ресурсов генерации на севере. Последнее является предпочтительным вариантом, так как в планах расширения генерации на севере существует потенциальная генерация. Кроме того, импорт электроэнергии из Киргизстана по проекту CASA 1000 временно облегчит отсутствие генерации в Согдийской области путем уменьшения ее зависимости от передачи электроэнергии из южной части страны. С увеличением генерации на севере и добавлением проекта CASA 1000 данное непредвиденное обстоятельство больше не будет ограничивающим фактором. Следовательно, в данный момент никаких смягчающих мер по данному непредвиденному обстоятельству рекомендовано не было.

4.5.2 Нарушения напряжения

Нарушения напряжения (ниже 0,9 pu) наблюдаются для некоторых из непредвиденных обстоятельств N-1. Когда же были обнаружены нарушения, из регулировки системы были определены подходящие способы смягчения их последствий, такие как регулировка трансформаторов/шунтирующих проводников. Тем не менее, если требуются меры по смягчению последствий сверх регулировки системы, то рассматривается усиление системы передачи, такое как установка новых шунтирующих реактивных устройств или модернизация существующих линий или строительство новых линий электропередач. Причиной наблюдаемых нарушений напряжения в данном случае является увеличенная нагрузка и отсутствие параллельных магистралей для энергоснабжения в результате непредвиденного обстоятельства. В таких случаях рекомендуется, чтобы дополнительные линии соответствовали N-1. Добавление этих линий смягчает нарушения напряжения и термические нарушения. Шунтирующие конденсаторы, определенные для предоставления поддержки напряжения при целостности системы также предоставляют поддержку напряжения при N-1. Два основных непредвиденных обстоятельства, которые приводят к нарушению напряжения на нескольких шинах рассмотрены ниже.

4.5.2.1 Линия Нурек-Рогун

В настоящее время в Рогун электроэнергия подается линией 220 кВ из Нурека. Имеется пара соединений 110 кВ с Ордженикидзабада. При потере линии 220 кВ в регионе наблюдается серьезная проблема недостаточного напряжения. Для смягчения данного нарушения напряжения были рассмотрены два варианта:

- Добавление поперечной компенсации
- Добавление второй линии между Нуреком и Рогун

Поперечная компенсация временно смягчила бы проблему напряжения. Тем не менее, на основе прогноза нагрузки, будущая загрузка в данном районе приведет к перегрузке линий 110 кВ, в результате данного непредвиденного обстоятельства. Для смягчения нарушений напряжения и будущих термальных перегрузок рекомендуется иметь вторую линию 220 кВ между Нуреком и Рогун.

4.5.2.2 Новая линия - Прядильная-Курган-Тюбе

Линия 110 кВ с Прядильной до Курган-Тюбе с ответвлением в Чапаев в условиях целостности системы является перегруженной. Кроме того, потеря этой линии также приведет к нарушению напряжения на шинах Ай-Канар и Оляур. Модернизация проводника смягчит перегрузку целостности системы линии. Однако, этого недостаточно, чтобы соответствовать требованиям N-1. Для



смягчения этой перегрузки и поставарийного напряжения рекомендуется вторая линия между Прядильной и Курган-тубе.

Данные нарушения и рекомендации основаны на информации токовой нагрузки, которая была использована для этого исследования. Эти перегрузки должны быть проверены сравнением с фактическим записями до реализации смягчающих мероприятий.

4.5.3 Тепловые перегрузки

При условиях N-1 имеются некоторые линии и трансформаторы, которые являются перегруженными. Трансформатор 500/220 кВ в Согдийской области (подстанция Худжанд 500), а также трансформатор 220/110 кВ в Джангале, Хатлонской области, Герани и Ордженикидзабаде максимально нагружены при условиях целостности системы. Это не оставляет места для работы в чрезвычайных ситуациях и приводит к тепловым перегрузкам. Для соответствия требованиям N-1 рекомендуется установить дополнительные трансформаторы на каждой из этих станций. В Таблице Е-8 представлен список рекомендуемых добавлений трансформаторов. В большинстве случаев были рекомендованы трансформаторы с такой же мощностью, что и мощность существующих трансформаторов.

Таблица Е - 8: Список рекомендуемых дополнительных трансформаторов

Трансформаторы 2014				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Согд 5000	Согд 220	1	500/220	501
Ордженикидзеабад 220	Ордженикидзеабад 110	3	220/110	250*
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	3	220/110	150
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63

* На основании токовой нагрузки и прогнозирования нагрузки, нагрузка, распределяемая подстанцией Ордженикидзеабад вероятно значительно увеличится за следующие 20 лет. В итоге, для того чтобы распределять эту нагрузку и придерживаться критерия N-1 необходимо добавить дополнительные трансформаторы на подстанцию Ордженикидзеабад. Так как мощность существующего трансформатора мала (125 МВА) и прогнозируемая нагрузка является значительной, то рекомендуемой альтернативой была бы замена существующих трансформаторов на трансформаторы с более высокой мощностью. Трансформаторы, которые будут заменены могут быть использованы на других подстанциях. В конечном счете рекомендуется три трансформатора мощностью 250 МВА каждый.

5 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «БЕЗ» РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года. Горизонт планирования разделен на пять показательных лет: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг. Объекты передачи, необходимые для поддержки системы для каждого из характерных лет представлены в данном разделе. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1.

Сценарий потокораспределения по каждому из 5 соответствующих лет был разработан на основе плана увеличения выработки и прогноза нагрузки. План увеличения выработки используемый в данном разделе в основном основывается на разработке тепловых электростанций, в основном



расположенных в Согдийской области. В Таблице Е-9 указан список проектов по выработке э/энергии, которые были рассмотрены для плана по увеличению выработки.

Два варианта, в которых представлены зимний и летний сценарии нагрузки, были разработаны для каждого из этих лет. Летняя пиковая нагрузка рассматривалась 80% от зимней пиковой нагрузки. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Афганистан и Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из ГЭС Рагун в Пешавар (1000 МВт).

С учетом сезона изменяется доступность выработки э/энергии. В зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и высокой нагрузки в связи с потребностью отопления не так много э/энергии остаётся на экспорт сравнительно с летним периодом. В связи с этим соглашения на экспорт электроэнергии заключаются в основном на период летних месяцев. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей. В целях исследования предполагалось, что каждая станция может поставлять э/энергию на максимальной мощности при пиковой нагрузке и максимальном экспорте.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Следует отметить, что обнаруженные нарушения зависят от нагрузки системы; для Генерального плана, предполагалось равномерный рост нагрузки. Рекомендации данного исследования должны быть периодически пересмотрены в отношении фактических данных нагрузки. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче. На Рисунке Е-1 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки без Рогунской ГЭС.

Таблица Е - 9: План выработки э/энергии без Рогунской ГЭС

Год	Планируемые проекты по выработке э/энергии		Установленная Мощность (МВт)
	Месторасположение	Технология	
2016	Душанбе, 2 очередь	ТЭЦ	150
	Душанбе, 2 очередь	ТЭЦ	150
2019	Шураб	Уголь	150
	Шураб		150
	Фон-Ягноб		350
2020	Фон-Ягноб	Уголь	350
2021	Вывод из эксплуатации Душанбинской	ТЭЦ	-128
	Шураб	Уголь	350
2022	Нурек -2	ГЭС	100
2023	Санобад	ГЭС	125
2025	Шураб	Уголь	350
2029	Фон-Ягноб	Уголь	350
2031	Фон-Ягноб	Уголь	350



Год	Планируемые проекты по выработке э/энергии		Установленная Мощность (МВт)
	Месторасположение	Технология	
2034	Фон-Ягноб	Уголь	350
2036	Фон-Ягноб	Уголь	350
2038	Зидды	Уголь	350

Примечание: В план выработки включены небольшие суммы на выработку ветровой, солнечной и мини ГЭС э/энергии. Предполагалось, что данная выработка разбросана по всей стране и был сетчатой с нагрузкой системы.

Рекомендуется, чтобы у всех новых линий электропередач номинальная мощность была 346 МВА для уровня 220 кВ, и 125 МВА для 110 кВ. Строительство новых линий предлагается только тогда, когда они необходимы для отвода электроэнергии из новых электростанций и когда отклонения нагрузки или напряжения невозможно уменьшить другими способами.

Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы по схеме с одной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей станции. На Рисунке Е-2 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.

В следующих разделах представлен анализ сети Таджикистана на каждый год исследования. Детально обсуждается модернизация передачи, необходимая для каждого года исследования.

5.1 2020-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2020 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи э/энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и поддержания требований N-1. Список всех линий необходимых к 2020 году представлен в Таблице Е-10.

Таблица Е - 10: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году

2020					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 500 кВ	Фон Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Сугд 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	130	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	1,5	1
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1

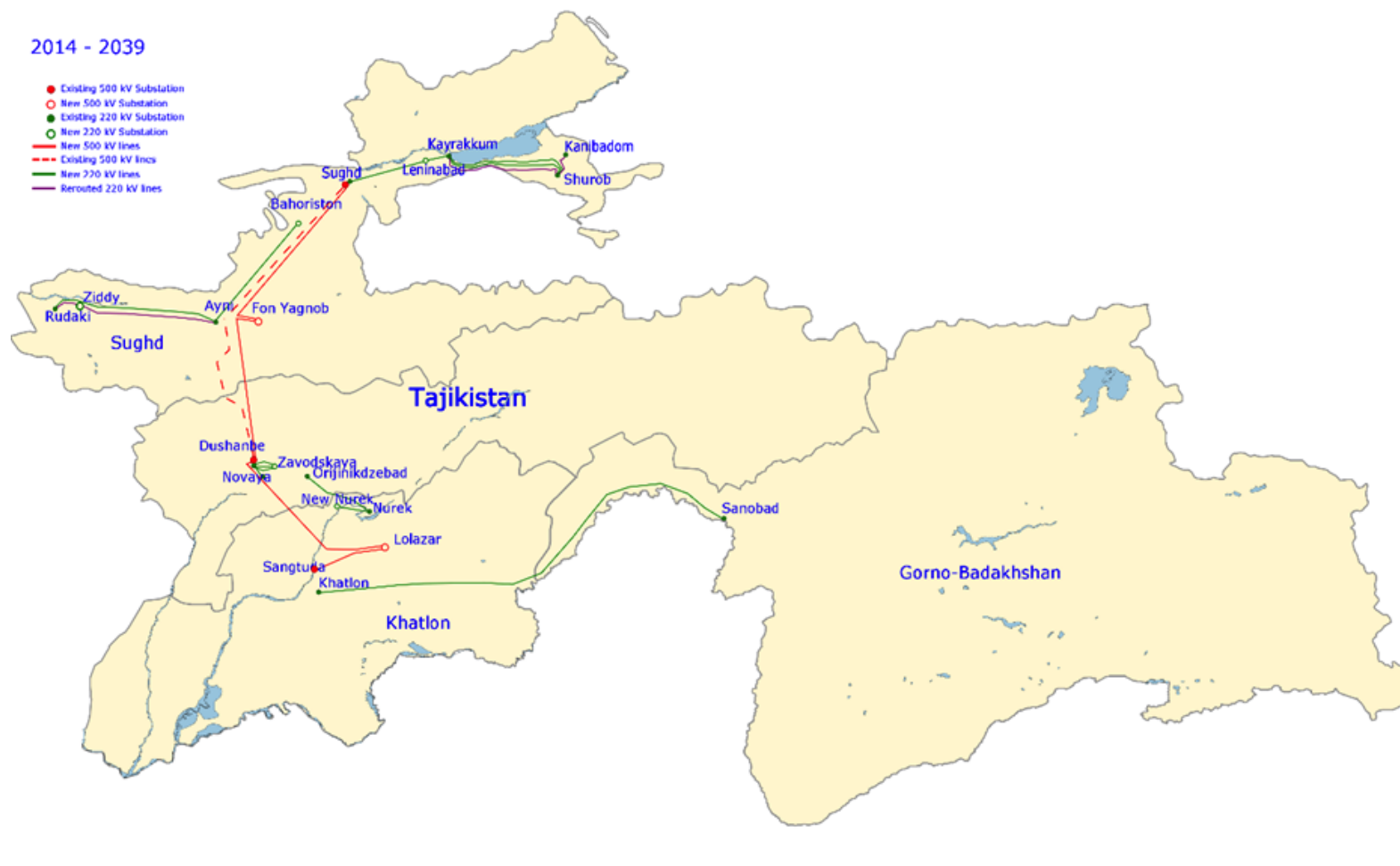


Рисунок Е - 1: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для планов без Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.)

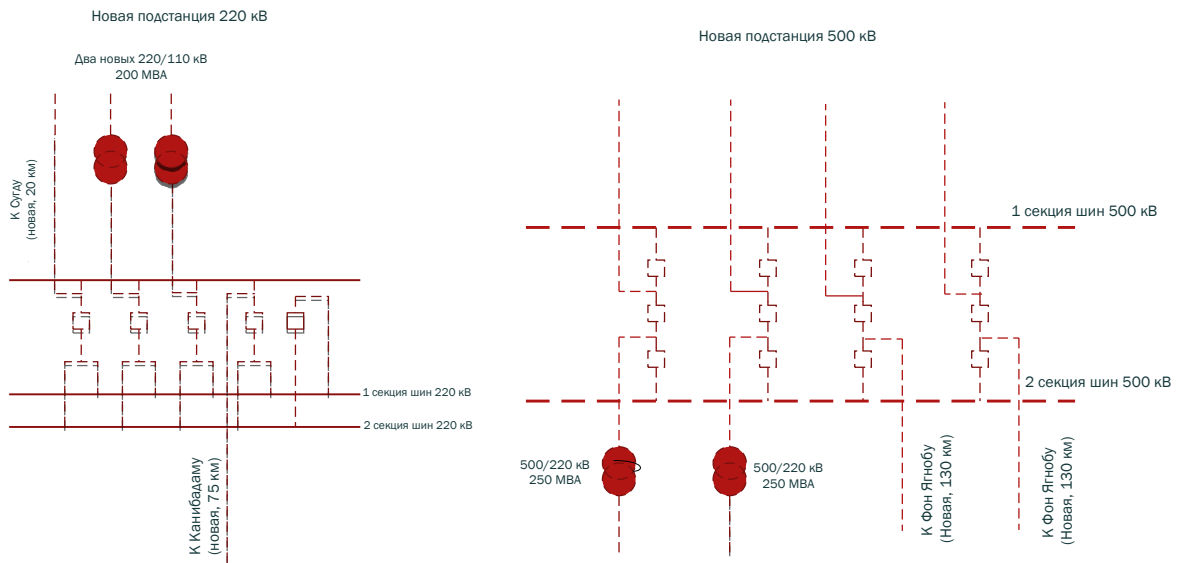


Рисунок Е - 2: Новые подстанции 220 кВ и 500 кВ

На Рисунке Е-3 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2020 году.

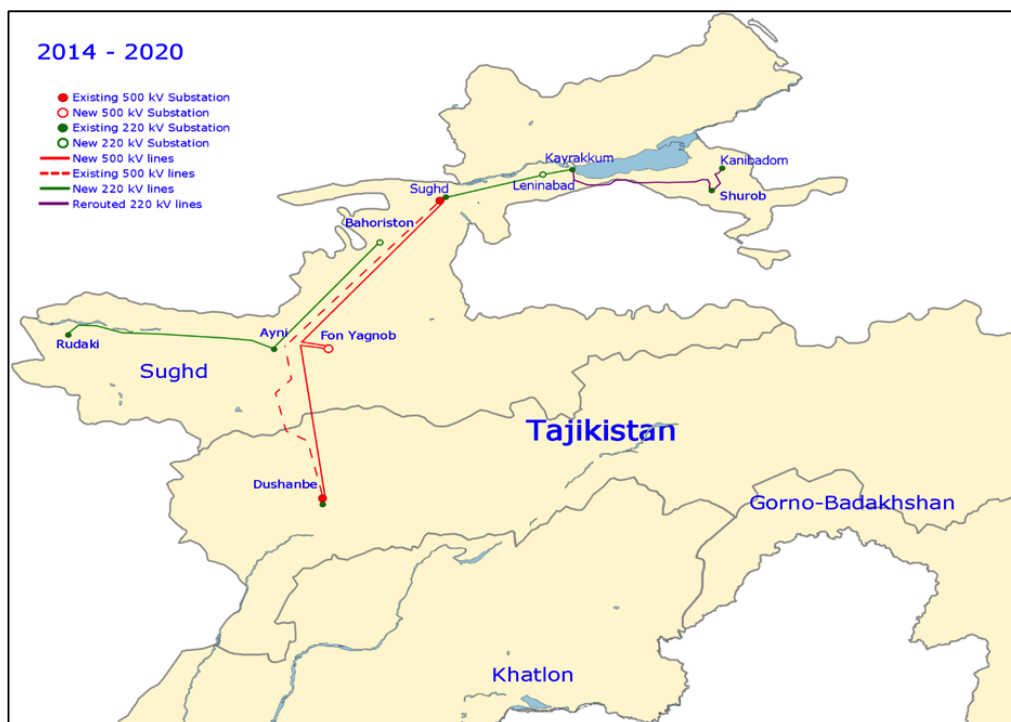


Рисунок Е - 3: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года

Сеть 2020 г. была разработана на основе существующего варианта путем масштабирования нагрузки в соответствии с прогнозом нагрузки и добавления предлагаемого производства э/энергии в течение этого периода. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Были добавлены новые линии электропередачи, которые необходимы для отвода э/энергии. Проект CASA 1000 и экспорт в Китай были также включены в летнюю модель.



Вариант 2020 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

5.1.1 Шураб

В Шурабе в рамках увеличения производства э/энергии мощность электростанции составит 300 МВт. Центр первичной нагрузки в Согдийской области находится около Худжанда, Кайраккума и Канибадама. Учитывая вырабатываемую мощность и будущие дополнения, рекомендуется строительство подстанции 220 кВ для отвода э/энергии. Рекомендуется провести две линии 220 кВ из Шураба. Для того чтобы подключить Шураб, существующая линия 220 кВ (Л-24) между Кайраккумом и Канибадамом разделена на части и продлена до Шураба. Мощность линий составляет 346 МВА. Длина указанных линии приходится только на дополнительную длину, необходимую для расширения существующей линии Кайраккум - Канибадам к Шурабу. Для Шураба рекомендуется подстанция 220 кВ с одним выключателем и двойной системой шин.

5.1.2 Фон-Ягноб

К 2022 году в Фон-Ягнобе будет возведена новая теплоэлектростанция с общей выработкой 700 МВт. Для отвода э/энергии из электростанции предусматриваются два варианта:

а. вариант 220 кВ:

Для передачи 700 МВт мощности из Фон-Ягноба, необходимо минимум 2 линии. Тем не менее данная конфигурация не достаточна для предотвращения аварийной ситуации N-1. Номинальная длительная мощность используемой линии 220 кВ была 346 МВА. Потеря одной линии может привести к перегрузке другой линии. Поэтому было бы необходимо иметь третью линию для обслуживания аварийной ситуации.

б. вариант 500 кВ:

Одна линия 500 кВ достаточна для передачи э/энергии из Фон-Ягноба. Тем не менее, потеря данной линии может привести к потере выработки мощностью 700 МВт из системы. Это может иметь решающее значение, так как это не достаточный оборотных резервов для управления потерей 700 МВт. Для обслуживания аварийной ситуации необходимо два соединения 500 кВ из Фон Ягноба.

Если сравнивать варианты с 220 кВ и 500 кВ, то рекомендуется выбрать вариант с 500 кВ. Две различные конфигурации линии 500 кВ рассматриваются в разделе 5.1.3. Причины выбора линии 500 кВ представлены ниже:

- Установлено, что выработка э/энергии в Фон-Ягнобе к 2035 году увеличится до 2 100 МВт. Учитывая объёмы генерации, по меньшей мере, еще четыре линии 220 кВ в дополнение к трем рекомендуемым линиям будут необходимы для отвода данной э/энергии и для удовлетворения требований N-1. Вариант линии 500 кВ достаточен для отвода э/энергии и для удовлетворения требований N-1.
- Для варианта 220 кВ необходима более крупная подстанция, трансформаторы и большой земельный коридор по сравнению со станцией 500 кВ. Общая стоимость разработки варианта 220 кВ гораздо выше по сравнению с вариантом 500 кВ.

Основываясь на местоположение Фон-Ягноба между Согдом и Душанбе, рекомендуется создать линию 500 кВ, соединяющую Душанбе и Согд с Фон-Ягнобом. Этот вариант обеспечивает более надежный и экономически эффективный вариант соединения и вывода э/энергии. Соединение 500 кВ служит двум целям:

1. Выводить э/энергию на основные центры нагрузки в Согде и Душанбе.
2. Обеспечить аварийную поддержку существующей линии 500 кВ между Душанбе и Согдом.



5.1.3 Подстанция Фон-Ягноб 500 кВ

Подстанция Фон Ягноб 500 кВ необходима для соединения существующей сети новой тепловой электростанции в Фон-Ягнобе. С учетом объема планируемой выработки, рекомендуется соединить Фон-Ягноб с основными центрами нагрузки Согдийской области (Север) и города Душанбе (Юг). Такая конфигурация позволит повысить надежность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях, а также облегчить экспорт электроэнергии. Были рассмотрены два варианта подключения ТЭС к существующей электрической сети

1. С учетом близости Фон-Ягноб к существующей линии 500 кВ, перенаправить существующую линию 500 кВ из Душанбе через станцию Фон-Ягноб прежде чем соединить с Согдом. Эта межсистемная линия связи должна быть двухконтурным соединением, чтобы выдержать аварийную ситуацию N-1. Следовательно, следует построить двухконтурное соединение 500 кВ между Душанбе-Фон-Ягноб-Согд как показано на Рисунке Е-4
2. Создание новой единой линейной цепи между Душанбе - Фон-Ягноб и Фон-Ягноб и Согдийской области, как показано на Рисунке Е-5

Оба варианта способствует выводу энергии из Фон-Ягноба и оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях в случае выхода из строя одной из линии 500 кВ между Душанбе и Согд. Кольцеобразная схема (конфигурация) Душанбе - Фон-Ягноб и Согдом гарантирует, что важное связующее звено между Душанбе и Согдийской области даже при рабочих условиях N-1, которые могут возникнуть из-за выхода из строя линии 500 кВ, будет по-прежнему работать в штатном режиме.

Основное отличие между вариантом 1 и вариантом 2 заключается в размере подстанции 500 кВ на Фон-Ягнобе. Вариант 1 потребует большую станцию 500 кВ на Фон-Ягнобе по сравнению с вариантом 2. Вариант 2 примерно на 3,5 млн. дол. США дешевле по сравнению с вариантом 1.

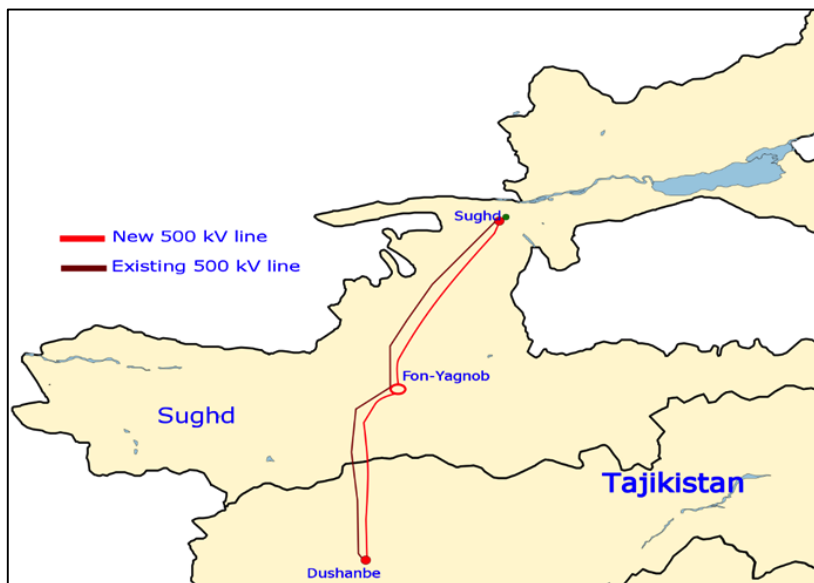


Рисунок Е - 4: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года

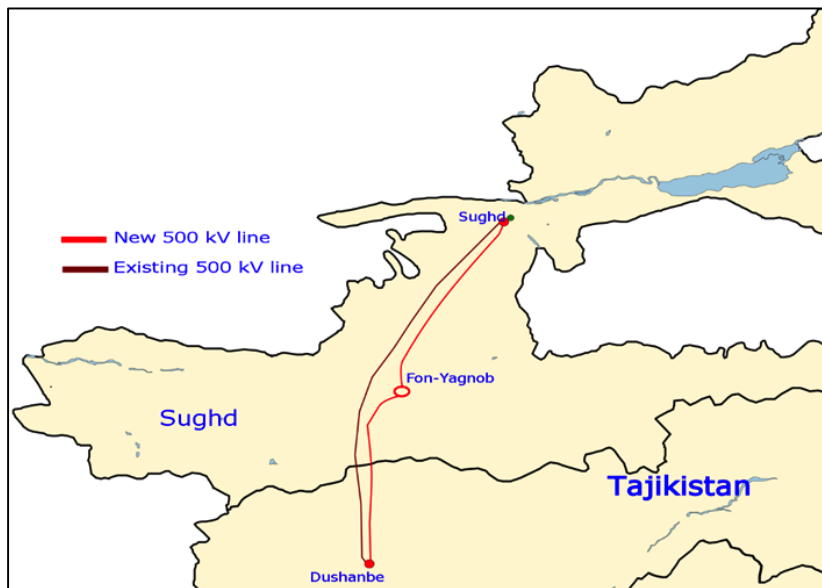


Рисунок Е - 5: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2020 контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы.

Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

5.1.4 Новая подстанция 220 кВ в Ленинабаде

Область между Кайраккумом и Худжандом является основным центром нагрузки в Согдийской области. В настоящее время источник питания в этом регионе является соединении 220 кВ из Ходжента в Худжанд и Кайраккумской электростанции. Эти две шины соединены по нескольким соединениям 110 кВ и 220 кВ. Перегруженные линии наблюдаются в сети 110 кВ подсоединенной к двум подстанциям. Некоторые перегрузки наблюдаются в системе в целом и в рамках условий N-1. Чтобы снизить перегрузку и поддерживать требование N-1 необходимо усилить сеть в этой области. Рекомендуется создать новое соединение 220 кВ на подстанции Ленинабадская. В Ленинабад энергия может поставляться либо из Кайраккума, либо из Канибадама; поскольку Кайраккумская станция самая ближайшая станция, то рекомендуется поставлять э/энергию в Ленинабадскую станцию из этой станции. Ниже приводятся выгоды от создания станции.

1. Предполагаемый прогноз нагрузки кладет значимую ношу на две существующие точки соединения 220 кВ, через которые э/энергия вводится в регион. Выход из строя одного из данных соединений может инициировать поток энергии проходить через другое соединение. Инфраструктура (линии и трансформаторы) на обеих этих станциях должна быть модернизирована, чтобы справиться с подобной ситуацией. Добавление третьего источника в данном регионе не только поможет с существующей перегрузками, но также предоставит альтернативный путь к э/энергии в данном регионе.
2. С возведением новой электростанции в Шурабе будут необходимы новые линии для передачи э/энергии в центр нагрузки. Э/энергия, выработанная там, в основном будет

использоваться в Согдийской области. Поставка э/энергии через два существующих подключения потребует значимых модернизаций в сети 220 кВ и уже упомянутой сети 110 кВ в Согдийской области. Наличие третьей точки ввода в области позволит снизить нагрузку в существующей системе, а также повысить надежность сети. Также с добавлением соединения 220 кВ к станции в Ходженте (обсуждалось в разделе 7.6.1.6) предоставит альтернативный путь для выведения э/энергии из Шураба в Согд в условиях низкой нагрузки.

На Рисунок Е - 6 изображена Ленинабадская подстанция 220 кВ и подключенные к ней линии 220 кВ.

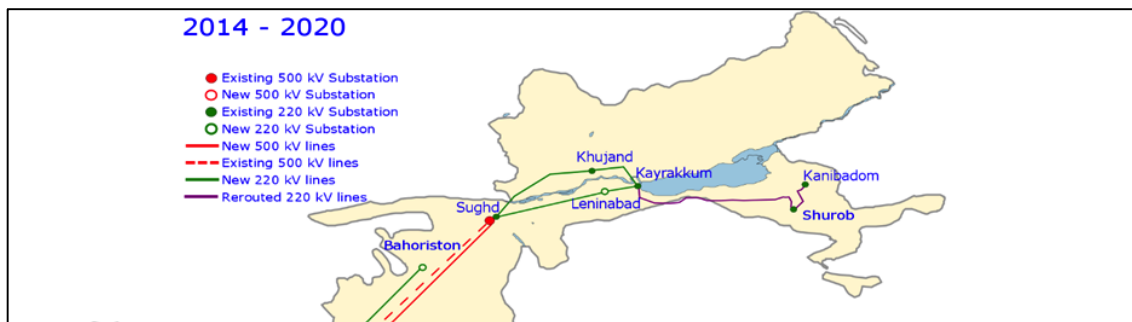


Рисунок Е - 6: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде

5.1.5 Соединение 220 кВ Согд-Ленинабадская

Новая подстанция Ленинабадская 220 кВ рекомендуется для предоставления третьего источника питания в центре нагрузки в Согдийской области. С развитием дополнительной выработки в Шурабе, в условиях низкой нагрузки или условиях низкого уровня воды на севере будет излишек выработки, которые можно вывести в Душанбе или Афганистан через линию 500 кВ. Так как новая станция питается от Шурабской электростанции через Кайраккум, соединяя подстанцию Ленинабад 220 кВ с подстанцией Согд предоставит альтернативный путь для вывода э/энергии из Шураба в период низкой нагрузки.

5.1.6 Линия 220 кВ Айни-Бахористон

В настоящее время район Айни обеспечивается э/энергией из Согдийской области по одной линии 220 кВ между Согдом-Шахристоном и Айни. Если построить станцию Бахористон, данное соединение будет заменена линией 200 кВ. Согд-Бахористон-Айни. При выходе из строя этой линии происходит временное прекращение энергоснабжения в Айнинском районе, следовательно, необходимо наличие альтернативного источника энергии. Для обеспечения альтернативного источника энергии в районе Айни, были рассмотрены два варианта:

1. линия 220 кВ между Айнинским районом и Фон-Ягнобом (около 20 км)
2. линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористонем (около 100 км).

Несмотря на короткое расстояние между районом Айни и Фон-Ягнобом, рекомендуется соединить район Айни с Бахористонем. Это устранил необходимость создания новой подстанции 220 кВ на Фон-Ягнобе. Более того, при выходе из строя линии 500 кВ, наличие подстанции и 220 кВ, и 500 кВ на Фон-Ягнобе, может вызвать перегруженность на линии 220 кВ. Для того, чтобы предотвратить такую перегрузку требуется создать дополнительные линии 220 кВ между Айни и Фон-Ягнобом. Это значительно увеличивает стоимость варианта линии 220 кВ из-за более крупных подстанций, земельного коридора, приобретенного энергокомпанией для размещения трассы ЛЭП, и дополнительных линий. В связи с этим линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористонем более выгодна.

5.1.7 Линия 220 кВ Айни-Рудаки

Вторая линия 220 кВ рекомендуется построить между районами Айни и Рудаки для оказания поддержки в чрезвычайных ситуациях в данном регионе. С учетом прогнозируемого увеличения нагрузки в этом регионе, выход из строя существующей линии Айни-Рудаки приведет к тяжелой



перегрузки и условиям низкого напряжения в сети 110 кВ. Добавление второй линии повысит надежность электроснабжения в этом регионе.

5.1.8 Тепловые перегрузки

Модернизация линий

Тепловые повреждения были обнаружены на линии 110 кВ между подстанциями Джангал и Советская. Это связано с увеличенной нагрузкой на Советобад. В дополнение данная линия снабжена отводами для обеспечения Сохили. Для сокращения нагрузки необходимо предоставить выделенное соединение к Советской.

Тепловые повреждения наблюдаются на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблице Е-11 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.

Таблица Е - 11: Список линий, которые необходимо модернизировать

2020			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Текущая мощность	Рекомендуемая мощность
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке другого трансформатора. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для сохранения соответствия N-1 В Таблице Е-12 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2020 была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех линий необходимых к 2020 году представлен в Таблице Е-13.

Таблица Е - 12: Список новых трансформаторов на 2014-2020 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2020 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Сангтуда 500*	Сангтуда 220	1	500/220	501
Согд 500	Согд 220	3	500/220	501
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125



Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200

*Трансформаторы 500/220 кВ на Сангтуде добавлены для поддержки проекта CASA 1000.

Таблица Е - 13: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2020	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Дзержинская	140
Гиссар	60
Советская	40
Ломоносова	100
Ай-Канар	30
Дж.Руми5	40
Шугун	20
Октябрьский	20

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

5.2 2025-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2025 г. Дополнения системы разделены на две категории оборудования: необходимое для передачи энергии из новых генераторных станций и те, которые нужны для обслуживания нагрузки и повышения надёжности системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности, необходимые для поддержки выработки и обслуживания требований N-1. Список всех линий необходимых к 2025 году представлен в Таблице Е-14.

Таблица Е - 14: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2025 году

2025					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	85	1
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	2
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80	1
Новая 220 кВ	Душанбе 220 кВ	1	346	25	1



Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	12,6	1
Джангал 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1

На Рисунок Е - 7 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2025 году.

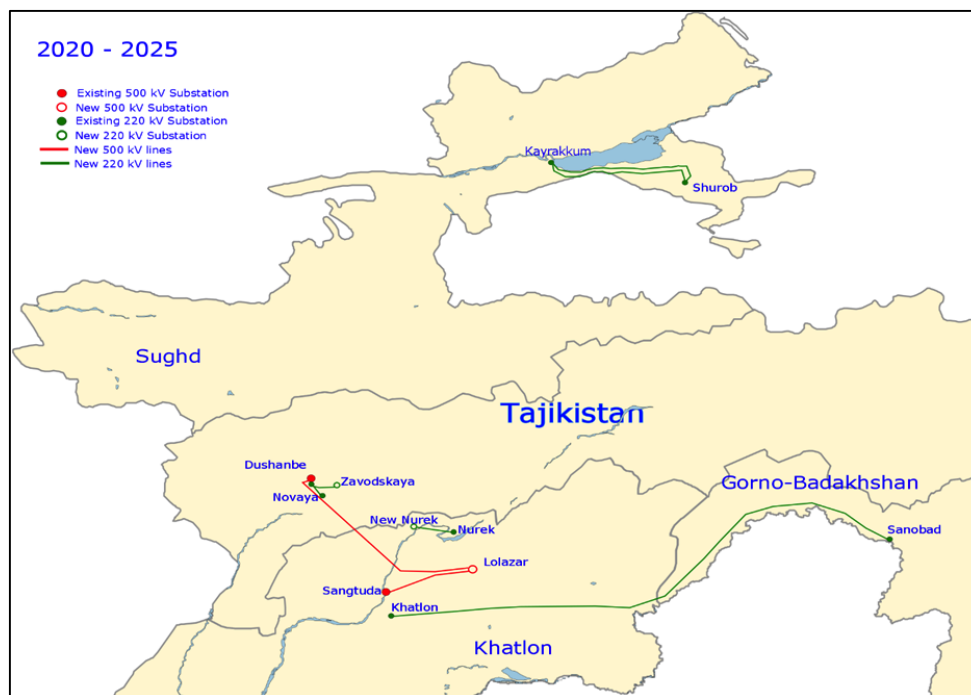


Рисунок Е - 7: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года

Сеть 2025 г. была построена на основе системы 2020 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2025 г. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2020-2025 гг.

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

5.2.1 Шураб

Для данного периода исследования дополнительные 700 МВт выработки будут установлены в Шурабе. Линий, рекомендуемых в исследовании 2020 г., не достаточно для передачи данной э/энергии и содержать в соответствии с N-1. Для вывода данной э/энергии и для соответствия с N-1 были добавлены две дополнительные линии 220 кВ. Рекомендуется двухцепная линия из Шураба до Кайраккума. Используемая номинальная мощность 346 МВА.

К концу этого периода на Шурабской ГЭС будет доступна в общей сложности 1000 МВт э/энергии. Для передачи этой энергии, рекомендуется создание четырех линии 346 МВА, три до Кайраккума и



одна до Канибадама. Эти четыре линии обеспечат достаточную пропускную способность и во время продолжительных работ, и при (аварийной ситуации) N-1.

5.2.2 Нурек-2

На Нуреке добавлена новая гидроэлектростанция (Нурек - 2) с четырьмя агрегатами мощностью 100 МВт. Данная новая электростанция будет соединена к существующей подстанции Нурек 220 кВ через одно соединение 220 кВ. Вывод из строя данной линии выведет электростанцию из энергосети. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для обслуживания аварийной ситуации тем самым одна линия 220 кВ будет достаточна. Новая подстанция 220 кВ построена на Нуреке-2 схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована существующая подстанция на Нуреке.

5.2.3 Санобад

Новая электростанция мощностью 125 МВт была возведена в Санобаде. Для соединения с энергосистемой рекомендуется одна линия 220 кВ между Санобадом и Хатлоном. Выход из строя данной линии отсоединит данный генератор от энергосистемы. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для выдерживания аварийной ситуации тем самым не рекомендуются дополнительные линии. Новая подстанция 220 кВ построена в Санобаде схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована подстанция в Хатлоне путем добавления новой секции для подключения линии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Следует отметить, что обнаруженное нарушение, зависит от нагрузки системы; для Генерального плана, предполагалось равномерный рост нагрузки. Рекомендации данного исследования должны быть периодически пересмотрены в отношении фактических данных нагрузки. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

5.2.4 Линия 500 кВ Душанбе-Лолазор-Сангтуда

Во время летнего периода нагрузка в Таджикистане низкая и наблюдается избыток производства э/энергии гидроэлектростанциями. Есть в наличии соглашения по региональной передаче э/энергии между Кыргызстаном, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном. 1300 МВт будет экспортироваться в Афганистан и Пакистан через линию ПТ между Таджикистаном и Афганистаном в Сангтуде. Еще 1000 МВт будет экспортировано из Лолазор в Пешавар через Афганистан. В плане «без Рогунской ГЭС» значительное количество выработки расположено в Согдийской области. В рамках проекта CASA 1000 была возведена новая линия 500 кВ между Регаром и Сангтудой. Эта линия имеет важнейшее значение для передачи э/энергии из Кыргызстана и спроектированную э/энергию из Согдийской области в Сангтудинской ГЭС, откуда она может быть выведена в Пешавар. Когда экспорт э/энергии достигает максимума, энергия в энергосистеме проходит по линии Регар - Сангтуда. Выход из строя данной линии является большой аварийной ситуацией. Для поддержания стабильности системы, после такой аварии, необходима вторая линия 500 кВ.

Кроме того, новая подстанция 500 кВ на Лолазор необходима для передачи э/энергии из Лолазор в Пешавар. Для поставки э/энергии на подстанцию Лолазор рекомендуется подключить линию 500 кВ между Душанбе, Лолазор и Сангтуды. Эта линия поможет экспортировать э/энергию, а также оказать поддержку в аварийных ситуациях в линии Регар-Сангтуда. Кроме того, эта линия 500 кВ создает кольцевую линию 500 кВ между Душанбе-Лолазор-Сангтуда и Регар. Такая конфигурация повещает



надежность и стабильность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях при выходе из строя любого отдельного сегмента, а также содействует экспорту электроэнергии.

5.2.5 Подстанция Лолазор 500 кВ

Планируется строительство линии Лолазор-Пешавар протяженностью 720 км. Так же как и линии CASA 1000 до Пакистана, эта линия будет проходить через Таджикистан, Афганистан и Пакистан. Предполагается, что эта линия будет экспортировать 1000 МВт из Таджикистана в Пакистан в течение летних месяцев. Предполагается сдать в эксплуатацию эту линию к 2025 году, в рамках которой предусматриваются варианты и переменного и постоянного тока.

Для того чтобы облегчить экспорт э/энергии, необходима подстанция 500 кВ в Лолазоре. Следующие два варианта были рассмотрены для подключения станции 500 кВ Лолазор к существующей электрической сети.

1. Линия 500 кВ Нурек-Лолазор
2. Линия 500 кВ Душанбе-Лолазор

Вариант линия 500 кВ Душанбе-Лолазор рекомендуется по следующим причинам:

1. Значительный объем выработки расположен в Согдийской области, э/энергия из этого региона передается в Душанбе по линии 500 кВ. Линия Лолазор-Душанбе будет способствовать экспорту электроэнергии.
2. Нурекская ГЭС имеет межсистемную линию связи с Китаем по линии 500 кВ, через которой можно экспортировать 900 МВт в течение летних месяцев.

Учитывая межсистемную линию связи с Китаем и генерацию в Согдийской области, рекомендуется подключить город Душанбе к Лолазор.

Кроме того, рекомендуется подключить Лолазор к Сангтуде, чтобы оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях при выходе из строя линии 500 кВ Регар-Сангтуда и Лолазор-Душанбе. Кроме того, рекомендуется подключить линию 500 кВ Лолазор к линии 220 кВ Лолазор для обеспечения дополнительной поддержки во время пиковой нагрузки.

Необходимость строительства в Таджикистане подстанции Лолазор 500 кВ и связанных с ней линий электропередач была вызвана планами о строительстве линии электропередач Лолазор-Пешавар.

5.2.6 Новая подстанция 220 кВ на Заводской

Город Душанбе является главным центром нагрузки в стране. В настоящее время эксплуатируются три подстанции 220 кВ, которые поставляют э/энергию в Душанбе, Новая и Ордженкидзабад. Три подстанции соединены по линиям сети 110 кВ и 220 кВ. Э/энергия в данный регион в основном поступает из гидро ресурсов на юге через линии 500 кВ, которые заканчиваются в Душанбе. Увеличенная нагрузка в регионе ставит большое значение на все подстанции, таким образом значимая модернизация (линий, трансформатора и подстанции) необходима для удовлетворения растущего потребления. В дополнение есть несколько линий 110 кВ, которые перегружены. Перегрузки присутствуют в обеих системах в целом и при условиях N-1. Для поддержания надежной эксплуатации предлагается провести несколько модернизаций по передаче в данной области на различных уровнях роста нагрузки. Она включает модернизацию существующих линий 110 кВ и добавление новых линий и трансформаторов. В дополнение к данным модернизациям одной из основных рекомендаций является создание новой подстанции 220 кВ в городе Душанбе. Исходя из схемы нагрузки рекомендуется создать новое соединение 220 кВ на подстанции Заводская. Новая подстанция будет поставляться по линиям 220 кВ из подстанции 220 кВ Душанбе. Ниже приводятся причины создания новой подстанции.

1. Линия 500 кВ с севера и юга заканчивается на подстанции Душанбе 500 кВ. Подстанция Новая 220 кВ снабжается из подстанции Душанбе 500 кВ, делая ее основным источником э/энергии в данном районе. Как нагрузка в области увеличится больше мощности будет взято из данной подстанции. Чтобы поспевать за растущим спросом э/энергии необходимо реализовать значительную модернизацию данной подстанции. Например, к 2039 году по меньшей мере 4 новых трансформатора и 2 новые линии необходимо заменить для удовлетворения спроса. Это очень значимая модернизация, тем не менее сосредоточивая



все ресурсы на одной подстанции не рекомендуется с точки зрения надежности безопасности. Строительство новой подстанции 220 кВ в данном районе является более надежным и рекомендованным решением.

2. Во время зимних месяцев нагрузка в Душанбе повышается из-за требуемого количества тепла и доступная мощность ГЭС значительно уменьшается. Для компенсации недостаточного количества воды, избыток выработки тепловой энергии в Согдийской области можно передавать на юг по линии 500 кВ в Душанбе. Так как подстанция Душанбе является основным энергетическим центром, добавление другого выхода 220 кВ из подстанции Душанбе уменьшит нагрузку на существующую подстанцию Новая и предоставит альтернативный источник энергии в регион. Это значительно улучшит надежность системы.

Заметьте, что Заводская была выбрана в качестве местоположения для новой подстанции. Это основано на прогнозе нагрузки с использованием существующей схемой нагрузки и определить подстанцию, которая с электрической точки зрения была бы самым лучшим местом для соединения. В зависимости от роста реальной нагрузки и возможности расширения существующей подстанции Заводская необходимо определить альтернативное расположение. Выбор альтернативного местоположения не должно повлиять на предполагаемые расходы на передачу, так как элементы, необходимые для обеспечения нового источника э/энергии все еще необходимы.

На данном этапе необходима новая подстанция 220 кВ на Заводской, которая будет поставлять энергию по одной линии 220 кВ длиной 20 км из Душанбинской подстанции. Два трансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА добавлены к подстанции для соответствия с требованиями N-1.

5.2.7 Соединение 220 кВ Герань-Сангтуда

Условия низкого напряжения наблюдаются в районе, обеспечивающей подстанцией Герань. В системе, в целом не наблюдалось нарушений, однако следующие аварийные ситуации в данном районе нарушают критерии N-1. Один из вариантов по уменьшению нарушений напряжения необходимо добавить параллельную емкость. Альтернативный вариант заключается направить линию 220 кВ Сангтуда - Кундуз через подстанцию Герань. Данная линия находится недалеко от существующей подстанции Герань 220 кВ. Данная линия до Сангтуды повысит напряжение в данном районе, а также предоставит поддержку напряжения во время аварийных ситуаций. Рекомендующим решением является изменение маршрута линии 220 кВ через Герань. Модернизация на подстанции Герань необходимо для создания подключения.

5.2.8 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 110 кВ между Ордженикидзабадом и Северной перегружены в результате выходя из строя одной линии в Ордженикидзабаде и Новой (через Шурсай). Модернизация линий рекомендуемая в 2014 году не будет достаточной для обслуживания требования N-1 в рамках нагрузки 2025. Данные линии также присоединены для обслуживания другой нагрузки. Для обслуживания спроса N-1 рекомендуется новое соединение от Джангала до Северной. Рекомендации основываются на нагруженности, которая была представлена на исследование.

Тепловые нарушения наблюдались на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблице E-15 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.



Таблица Е - 15: Список линий, которые необходимо модернизировать

2025			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангана	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые существующие трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для сохранения соответствия N-1. В Таблице Е-16 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 16: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2025 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	200
Герань2 220	Герань5 110	4	220/110	63
Худжанд2 220	Худжанд5 110	3	220/110	125
Заво_220 220	Заводск5 110	1	220/110	200
Заво_220 220	Заводск5 110	2	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2020 г. была разработана были обнаружены нарушения с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2025 году, представлен в Таблице Е-17.

Таблица Е - 17: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2025	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Гиссар	80
Советская	10
Ай-Канар	10
Новая	60
Восе	20
Дагана	40



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

5.3 2030-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2030 г. Дополнения системы распределены на две категории оборудование, необходимое для передачи энергии из новых генераторных станций и те, которые необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2030 году представлен в Таблице E-18.

Таблица E - 18: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2030 году

2030					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20,0	2
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20,0	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15,1	1
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3,0	1
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	11,5	1
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14,0	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	7,5	1

На Рисунок E - 8 указаны линии, которые рекомендуются к 2030 году. Линии 500 кВ необходимы.



Рисунок E - 8: Линии (220 кВ) рекомендуемые к 2030 году



Сеть 2030 г. была построена на основе системы 2025 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2030 г. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2025-2030 гг.

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

5.3.1 *Фон-Ягноб*

В Фон-Ягнобе ожидается новая выработка мощностью 350 МВт. Нет необходимости в дополнительных объектах передачи для вывода э/энергии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

5.3.2 *Линия 220 кВ Душанбе-Заводская*

Увеличенная нагрузка в 2030 году станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Душанбе и Заводской. Рекомендуется вторая линия для уменьшения перегрузки. Добавление линии мощностью 346 МВА уменьшит перегрузку всей системы. Тем не менее, при N-1 выход из строя одной линии может привести к перегрузке другой линии. Для обслуживания совместимости N-1 необходима третья линия. Добавление третьей линии можно избежать при использовании кабеля с большей мощностью чем 346 МВА. Номинальная мощность используемого кабеля 346 МВА, так как это была самая высокая мощность для линии 220 кВ в представленной модели. Поэтому для того, чтобы обслуживать систематически на Заводской было добавлено три линии. В связи с тем, что кабели с более высокой номинальной мощностью стали доступными, рекомендуется использовать эти проводники и избежать добавления третьей линии.

Многожильные провода большой пропускной способности намного дороже (в 3 или 4 раза). Было проведено сравнение стоимости строительства трех линий и использование двух многожильных проводов. Экономия незначительная, но предпочтение отдано строительству двух проводников с большей пропускной способностью. В связи с этим в данном случае рекомендуется только две линии.

5.3.3 *Тепловые перегрузки*

Линии

Линии 110 кВ между Новой и Северной, также как и Дангана-Сомони и Джангал-Гиссар перегружены. Одна только модернизация линий не достаточна для уменьшения перегрузок. В связи с этим новые линии рекомендуются между данными станциями. Данные линии играют важную роль для обслуживания спроса N-1. Перечень недавно добавленных линий представлен в Таблице E-18. Рекомендации основываются на графике нагрузки, который использовался для исследования. Рекомендации должны быть утверждены для учёта изменения в распределении нагрузки.



На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблице Е-19 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Таблица Е - 19: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году.

2030			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзабад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице Е-20 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 20: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку до 2030.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2030 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Ордж-абад 220	Ордж-абад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2030 была разработана были обнаружены нарушения с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2030 году, представлен в Таблице Е-21.

Таблица Е - 21: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2030	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Ленинабадская	50
Ай-Канар	10
Шугун 5	10
Октябрьский	10
Новая	30
Восе	30
Дагана	30



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

5.4 2035-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2035 г. Дополнения системы распределены на две категории оборудование, необходимое для передачи энергии из новых генераторных станций и те, которые необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2035 году представлен в Таблице E-22.

Таблица E - 22: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки энергии к 2035 году

2035					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Нурек 220 кВ	Ордженикдзабад 220 кВ	1	346	47,1	1

На Рисунок E - 9 указаны линии 220 кВ, которые рекомендуются к 2035 году. Новые линии 500 кВ не добавлены.



Рисунок E - 9: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году

Сеть 2035 г. была построена на основе системы 2030 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2035 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2030-2035 гг.

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был



выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

5.4.1 Фон-Ягноб

Новые генерирующие мощности в размере 700 МВт создаются в Фон-Ягнобе. Нет необходимости в дополнительных объектах передачи для пропуска э/энергии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

5.4.2 Линия 220 кВ Нурек-Ордженикидзебад

К 2035 году увеличенная загруженность в Ордженикидзебаде станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Ордженикидзебадом и Нуреком для перегрузки системы в целом. Прошлая модернизация линии больше недостаточна для уменьшения перегрузки. Для уменьшения перегрузки рекомендуется вторая линия.

5.4.3 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 220 кВ между Нурек-Себистон, Нурек-Яван и Себистон-Яван перегружены после выхода из строя одной из этих линий при N-1. Перегрузки можно уменьшить модернизировав линии на большую мощность. Модернизация линий является более экономичным вариантом из-за короткого расстояния между станциями. В Таблице Е-23 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.

Таблица Е - 23: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2035 году.

2035			
От шины 220 кВ	К шине 220 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице Е-24 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.



Таблица Е - 24: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2035 г.				
От шины, название	К шине, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	F1	220/110	125

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда была разработана сеть 2035 г. было несколько шин, которые нарушали напряжение всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2035 году, представлен в Таблице Е-25.

Таблица Е - 25: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2035	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Советская	20
Руми	40
Октябрьский	10
Новая	30
Ордженикидзабад	20

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

5.5 2039-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2039 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2039 году представлен в Таблице Е-26.



Таблица Е - 26: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2039 году

2039					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Айни 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1
Рудаки 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1

На Рисунке Е-10 указаны линии 220 кВ, которые рекомендуются к 2035 году. Новые линии 500 кВ не добавлены.

Сеть 2039 г. была построена на основе системы 2035 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2039 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2035-2039 гг.

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

5.5.1 Фон-Ягноб

Новые генерирующие мощности в размере 350 МВт создаются в Фон-Ягнобе. Нет необходимости в дополнительных объектах передачи для пропуска э/энергии.

5.5.2 Зидды

Новая электростанция мощностью 350 МВт будет возведена к 2039 году. Зидды расположена в долине Айни между подстанциями Айни и Рудаки. Учитывая расположение Зидды, одна из существующих линий Айни-Рудаки может быть разделена на части и перенаправлена через Зидды до того, как соединиться с подстанцией Рудаки. Данное соединение образует кольцо 220 кВ между Айни, Зидды и Рудаки. Данная схема поможет покрывать нагрузку, а также обеспечить поддержку в чрезвычайных ситуациях при выходе из строя какого-либо из сегментов в этом кольце 220 кВ.



Рисунок Е - 10: Линии 220 кВ, необходимые к 2039 году



Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

5.5.3 Тепловые перегрузки

Линии

На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблице E-27 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице E-28 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица E - 27: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.

2039			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Дангана	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125

Таблица E - 28: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2039 г.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2039 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Новая 220	Новая 110	4	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	4	220/110	200
Канибадам 220	Канибадам 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	2	220/110	150

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда была разработана сеть 2039 было несколько шин, которые нарушали напряжение всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1



рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблице Е-29.

Таблица Е - 29: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2039	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Ленинабад	50
Советская	10
Руми5	40
Октябрьский	20
Новая	120
Кызыл-Су	30
Джжикрут	10
Хатлон 220	20
Джангал	20
Восточная	100

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.



6 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ «С» РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года для увеличения выработки с Рогунской ГЭС. Горизонт планирования разделен на 5 показательных лет: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг. Объекты передачи, необходимые для поддержки системы для каждого из характерных лет представлены в данном разделе. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1.

Сценарии потокораспределения по каждому из 5 соответствующих лет были разработаны на основе плана увеличения выработки и прогноза нагрузки. План увеличения выработки используемый в данном разделе в основном основывается на разработке гидроэлектростанций в Рогуне и некоторое количество тепловой энергии в Согдийской области. Рогунская ГЭС большой гидроэнергетический проект мощностью 3600 МВт после завершения. В Таблица Е - 30 указан список проектов по выработке энергии, которые были рассмотрены в данном разделе.

Таблица Е - 30: План выработки энергии с Рогунской ГЭС

Год	Планируемые проекты по выработке энергии		Мощность (МВт)
	Месторасположение	Технология	Установленная
2016	Душанбе, 2 очередь	ТЭЦ	2X150
2019	Шураб	Уголь	2X150
	Фон-Ягноб		350
2020	Фон-Ягноб	Уголь	350
2021	Вывод из эксплуатации Душанбинской ТЭЦ	ТЭЦ	-128
	Шураб	Уголь	350
2022	Нурек-2	ГЭС	100
2023	Санобад	ГЭС	125
2025	Рогун	ГЭС	2x400
2028	Рогун	ГЭС	2x600
2029	Рогун	ГЭС	2X600
2038	Шураб	Уголь	350

Примечание: В план выработки включены небольшие суммы на выработку ветровой, солнечной и мини ГЭС энергии. Предполагалось, что данная выработка разбросана по всей стране и был сетчатой с нагрузкой системы.

Два варианта, в которых представлены зимний и летний сценарии нагрузки, были разработаны для каждого из этих периодов. Летняя пиковая нагрузка рассматривалась 80% от зимней пиковой нагрузки. Кроме того, в исследовании были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Афганистан и Пешавар (Пакистан) (1 300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из ГЭС Рагуна в Пешавар (1 000 МВт).

С учетом сезона изменяется доступность выработки энергии. В зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше энергии, а нагрузка системы довольно высока в связи с потребностью отопления, не так много энергии остаётся на экспорт сравнительно с летним периодом. В связи с этим соглашения на экспорт электроэнергии заключаются в основном на период летних месяцев. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые



загруженные в передающей. В целях исследования предполагалось, что каждая станция может поставлять э/энергию на максимальной мощности при пиковой нагрузке и максимальном экспорте.

На Рисунок Е - 11 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки с Рогунской ГЭС.



Рисунок Е - 11: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана расширения с Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.).



Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы с одинарной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей станции. На Рисунок Е - 12 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.

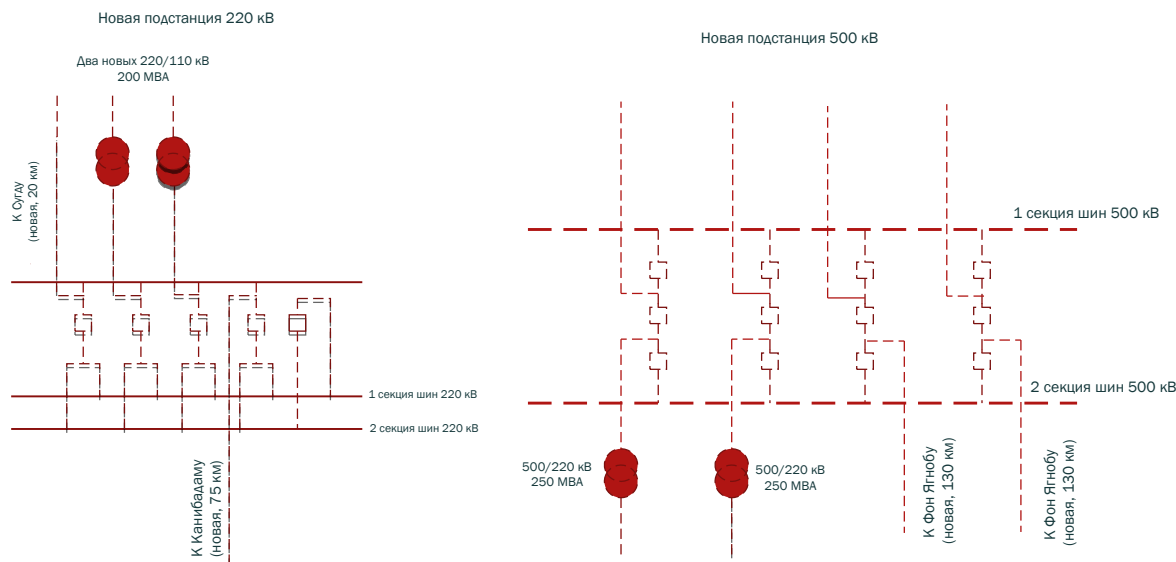


Рисунок Е - 12: Новые подстанции 220 кВ и 500 кВ

В следующих разделах представлен анализ сети Таджикистана на каждый год исследования. Детально обсуждается модернизация передачи, необходимая для каждого года исследования.

6.1 2020-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2020 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2020 году представлен в Таблице Е-31.



Таблица Е - 31: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году

2020					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	2
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе	Прядильная	1	1255	1,5	1
Чапаева	Курган-Тюбе		125	20	1

На Рисунок Е - 13 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2020 году.

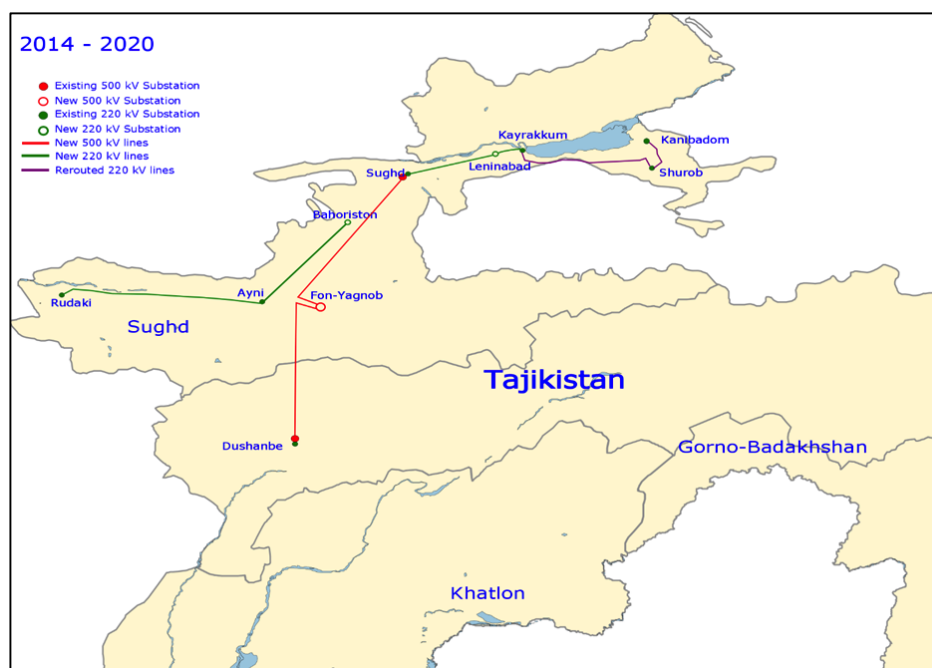


Рисунок Е - 13: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года

Сеть 2020 г. была разработана на основе существующего варианта путем масштабирования нагрузки в соответствии с прогнозом нагрузки и добавления предлагаемого производства э/энергии в течение этого периода. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Были добавлены новые линии электропередачи, которые необходимы для отвода э/энергии. Проект CASA 1000 был также включен в модель.

Вариант 2020 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был



выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

6.1.1 Шураб

В Шурабе в рамках увеличения производства э/энергии мощность электростанции составит 300 МВт. Центр первичной нагрузки в Согдийской области находится около Худжанда, Кайраккума и Канибадама. Учитывая вырабатываемую мощность и будущие дополнения, рекомендуется строительство подстанции 220 кВ для отвода э/энергии. Для того чтобы подключить Шураб, существующая линия 220 кВ (Л-24) между Кайраккумом и Канибадамом разделена на части и продлена до Шураба. Мощность линий составляет 346 МВА. Длина указанных линии приходится только на дополнительную длину, необходимую для расширения существующей линии Кайраккум - Канибадам к Шурабу. Для Шураба рекомендуется подстанция 220 кВ с одним выключателем и двойной системой шин.

6.1.2 Фон-Ягноб

К 2022 году в Фон-Ягнобе будет возведена новая теплоэлектростанция с общей выработкой 700 МВт. Для отвода э/энергии из электростанции рассматривались два варианта:

а. вариант 220 кВ:

Для передачи 700 МВт мощности из Фон-Ягноба, необходимо минимум 2 линии 220 кВ. Хотя, при выходе из строя одной линии, другая линия будет перегружена. Следовательно, данная конфигурация не достаточна для предотвращения аварийной ситуации N-1. Поэтому было бы необходимо иметь третью линию для обслуживания аварийной ситуации. Данная дополнительная линия потребует большей подстанции на Фон-Ягнобе, а также расширение подстанций на конечных станциях.

б. вариант 500 кВ:

Одна линия 500 кВ достаточна для передачи э/энергии из Фон-Ягноба. Тем не менее, потеря данной линии может привести к потере выработки мощностью 700 МВт из системы. Она будет иметь решающее значение, так как для регулирования потерей 700 МВт не достаточно горячего резерва. Для обслуживания аварийной ситуации необходимо два соединения 500 кВ из Фон Ягноба.

При сравнении двух вариантов, рекомендуется вариант подключение 500 кВ на Фон-Ягнобе по следующим причинам.

- Требуется три линии 220 кВ для вывода э/энергии и поддержки в аварийных ситуациях. Это требует большую подстанцию на Фон-Ягнобе, больше земельного коридора, а также расширение подстанции на удаленных подстанций для подключения линий 220 кВ. Это подразумевает очень большие затраты
- Линия 500 кВ между городом Душанбе и Согдийской областью очень важная линия для обеспечения электроэнергией Согдийскую область и передачи э/энергию из Кыргызстана в рамках проекта CASA 1000. Существует необходимость в наличии второй линии 500 кВ между г. Душанбе и Согдийской областью для оказания поддержки при выходе из строя линии в аварийных ситуациях. Вторая линия 500 кВ необходима, даже если выбрать вариант 220 кВ для соединения Фон-Ягноба к сети. Учитывая высокую пропускную способность линии 500 кВ и расположение Фон-Ягноба, установление подключения 500 кВ между Душанбе-Фон-Ягноб и Согд способствует как выводу энергии и, так и оказанию поддержки в аварийных ситуациях на линии 500 кВ Душанбе-Согд. Даже если этот вариант потребует строительства подстанции 500 кВ на Фон-Ягнобе, общая стоимость, связанная с этим вариантом значительно ниже, чем варианта 220 кВ.
- Учитывая стоимость строительства подстанции, линии и модернизацию станции в удаленных подстанций, вариант 500 кВ стоимостью 13 млн. дол. США обходится меньше по сравнению с вариантом 220 кВ.



6.1.3 Подстанция Фон-Ягноб 500 кВ

Подстанция Фон Ягноб 500 кВ необходима для соединения существующей сети новой тепловой электростанции в Фон-Ягнобе. С учетом объема планируемой выработки, рекомендуется соединить Фон-Ягноб с основными центрами нагрузки Согдийской области (Север) и города Душанбе (Юг). Такая конфигурация позволит повысить надежность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях, а также облегчить экспорт электроэнергии. Были рассмотрены два варианта подключения ТЭС к существующей электрической сети

1. С учетом близости Фон-Ягноб к существующей линии 500 кВ, перенаправить существующую линию 500 кВ из Душанбе через станцию Фон-Ягноб 500 кВ прежде чем соединить с подстанцией Согд. Эта межсистемная линия связи должна быть двухконтурным соединением, чтобы выдержать аварийную ситуацию N-1. Следовательно, следует построить двухконтурное соединение 500 кВ между Душанбе-Фон-Ягноб-Согд как показано на Рисунок Е - 14
2. Создание новой единой линейной цепи между Душанбе - Фон-Ягноб и Фон-Ягноб и Согдийской области, как показано на
3. Рисунок Е - 15

Оба варианта способствует выводу э/энергии из Фон-Ягноба и оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях в случае выхода из строя линии 500 кВ между г. Душанбе и Согдом. Кольцеобразная схема (конфигурация) Душанбе - Фон-Ягноб и Согд гарантирует, что важное связующее звено между г. Душанбе и Согдийской области эксплуатируется даже при рабочих условиях N-1, которые могут возникнуть из-за выхода из строя линии 500 кВ.

Основное отличие между вариантом 1 и вариант 2 заключается в размере подстанций 500 кВ на Фон-Ягнобе. Вариант 1 потребует большую подстанцию 500 кВ на Фон-Ягнобе по сравнению с вариантом 2. Вариант 2 примерно на 3,5 млн. дол. США дешевле по сравнению с вариантом 1.

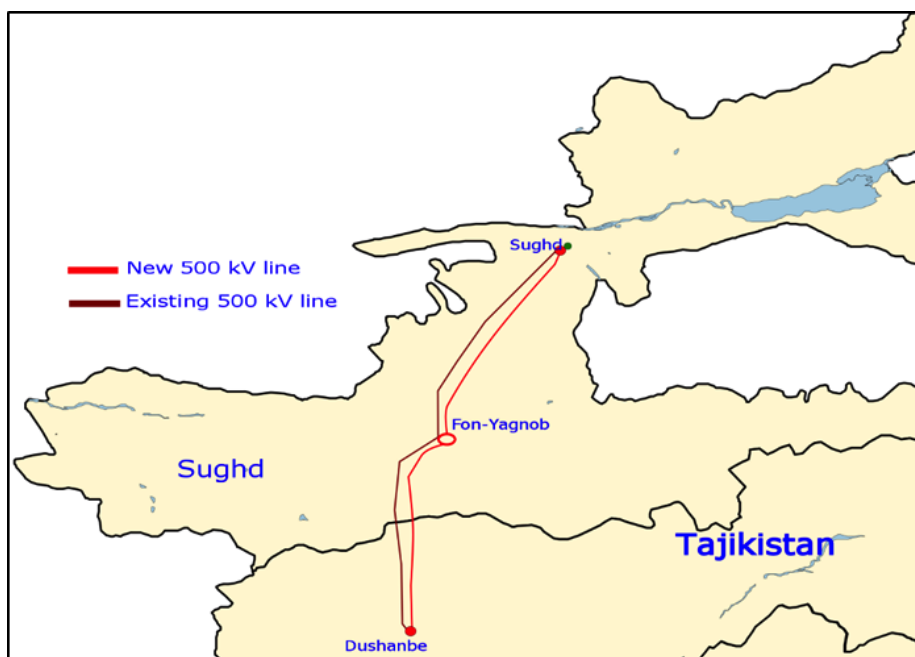


Рисунок Е - 14: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года

Рекомендуемая схема расположения сети 500 кВ изображена на Рисунке Е-15

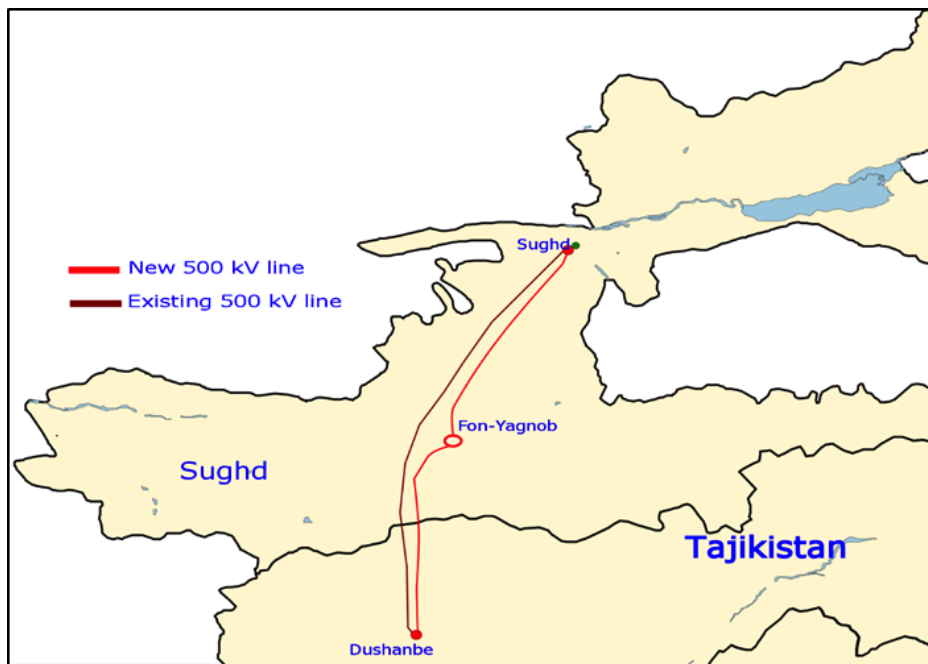


Рисунок Е - 15: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2020 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

6.1.4 Соединение 200 кВ Айни-Бахористон

В настоящее время район Айни обеспечивается э/энергией из Согдийской области по одной линии 220 кВ между Согдом-Шахристонем и Айни. Если построить станцию Бахористон, данное соединение будет заменена линией 200 кВ. Согд-Бахористон-Айни. При выходе из строя этой линии происходит временное прекращение энергоснабжения в Айнинском районе, следовательно, необходимо наличие альтернативного источника энергии. Существуют два варианта обеспечения поддержки в аварийных ситуациях в Айнинском районе.

1. линия 220 кВ между Айнинским районом и Фон-Ягнобом (около 20 км)
2. линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористонем (около 100 км).

Несмотря на короткое расстояние между районом Айни и Фон-Ягнобом, рекомендуется соединить район Айни с Бахористонем. Это устранил необходимость создания новой подстанции 220 кВ на Фон-Ягнобе. Более того, при выходе из строя линии 500 кВ, наличие подстанции и 220 кВ, и 500 кВ на Фон-Ягнобе, может вызвать перегруженность на линии 220 кВ. Для того, чтобы предотвратить такую перегрузку требуется создать дополнительные линии 220 кВ между Айни и Фон-Ягнобом. Это значительно увеличивает стоимость варианта линии 220 кВ из-за более крупных подстанций, земельного коридора, приобретённого энергокомпанией для размещения трассы ЛЭП, и



дополнительных линий. В связи с этим линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористоном более выгодна.

6.1.5 Линия 220 кВ Айни-Рудаки

Вторая линия 220 кВ рекомендуется построить между районами Айни и Рудаки для оказания поддержки в чрезвычайных ситуациях в данном регионе. С учетом прогнозируемого увеличения нагрузки в этом регионе, выход из строя существующей линии Айни-Рудаки приведет к серьезной перегрузки и условиям низкого напряжения в сети 110 кВ. Добавление второй линии повысит надежность электроснабжения в этом регионе.

6.1.6 Новая подстанция 220 кВ в Ленинабаде

Район между Кайраккумом и Худжандом является основным центром нагрузки в Согдийской области. В настоящее время источником питания в этом регионе является соединение 220 кВ от подстанции Согд к Худжанду и Кайраккумской электростанции. Эти две шины соединены по нескольким соединениям 110 кВ и 220 кВ. Перегруженные линии наблюдаются в сети 110 кВ подсоединенной к двум подстанциям. Данные перегрузки наблюдаются в системе в целом и в рамках условий N-1. Чтобы снизить перегрузку и поддерживать требование N-1 необходимо усилить сеть в этой области. Рекомендуется создать новое соединение 220 кВ на подстанции Ленинабадская. Новая станция будет поставлять энергию по линии 220 кВ из Шураба через Канибадам или Кайраккум и из Ходжента. В Ленинабад энергия может поставляться либо из Кайраккума, либо из Канибадама; поскольку Кайраккумская станция самая ближайшая станция, то рекомендуется поставлять э/энергию в Ленинабадскую станцию из этой станции. Ниже приводятся выгоды от создания станции.

1. Главным преимуществом создания данной подстанции является то, что она предоставляет третий источник электроснабжения в центре нагрузки. Предполагаемый прогноз нагрузки кладет значимую ношу на две существующие точки соединения 220 кВ, через которые э/энергия вводится в регион. Выход из строя одного из данных соединений может инициировать поток энергии проходить через другое соединение. Инфраструктура (линии и трансформаторы) на данных станциях должны быть модернизированы для решения такой ситуации. Добавление третьего источника в данном регионе не только поможет с существующими перегрузками, но также предоставит альтернативный путь к э/энергии в данном регионе. Она улучшит надежность системы.
2. С возведением новой электростанции в Шурабе будут необходимы новые линии для передачи э/энергии в центр нагрузки. Э/энергия, выработанная там, в основном будет использоваться в Согдийской области. Для передачи э/энергии по двум существующим соединениям необходима значимая модернизация подстанций 220 кВ. Наличие третьей точки ввода в области позволит снизить нагрузку в существующей системе 110 кВ, а также повысить надежность сети.

На Рисунок Е - 16 изображена Ленинабадская подстанция 220 кВ и подключенные к ней линии 220 кВ.



Рисунок Е - 16: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде



6.1.7 Соединение 220 кВ Согд-Ленинабадская

План выработки э/энергии для этого варианта имеет меньше прогнозируемых генерирующих мощностей в Согдийской области, чем другие планы. В следствии этого Согдийская область будет зависеть от импорта э/энергии из города Душанбе. Во время пиковой нагрузки выработка э/энергии на севере не достаточна для выдерживания нагрузки. Импорт э/энергии в регион проходит через линии 500 кВ из Душанбе. С запуском CASA 1000 дополнительная энергия будет доступна из Кыргызстана, а также будет доступна выработка из Фон-Ягноба. Подстанция 500 кВ в Согде является основным источником энергии в Согдийской области. В настоящее время э/энергия поставляется в Худжанд и Кайраккум через две линии 220 кВ. Выход из строя одной линии может привести к перегрузке другой линии. Для уменьшения последствий аварийной ситуации и для удовлетворения будущего графика нагрузки в данном районе предлагается третья линия. Кроме того, для выход из строя линии N-1 между Кайраккумом и новой станцией Ленинабад 220 кВ, данная новая линия из Согдийской области будет служить в качестве альтернативного источника питания к центру нагрузки. Рекомендуется линия 220 кВ между Согдом и недавно созданной подстанцией Ленинабад 220 кВ

6.1.8 Тепловые перегрузки

Модернизация линий

Тепловые повреждения были обнаружены на линии 110 кВ между подстанциями Джангал и Советская. Это связано с увеличенной нагрузкой на подстанции Советская. В дополнение данная линия снабжена отводами для обеспечения Сохили. Для сокращения нагрузки необходимо предоставить выделенное соединение к Советской. В результате соединения 110 кВ от Советской до Сохили были разъединены. Взамен Сохили будет обслуживаться с подстанции Новая через ДТЭЦ.

Тепловые повреждения наблюдаются на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблица Е - 32 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.

Таблица Е - 32: Список линий, которые необходимо модернизировать

2020			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблица Е - 33 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2020 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2020 году, представлен в Таблица Е - 34



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

Таблица Е - 33: Список новых трансформаторов

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2020 г.				
От шины, название	К шине, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Сангтуда 500*	Сангтуда 220	1	500/220	501
Согд 500	Согд 220	3	500/220	501
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200

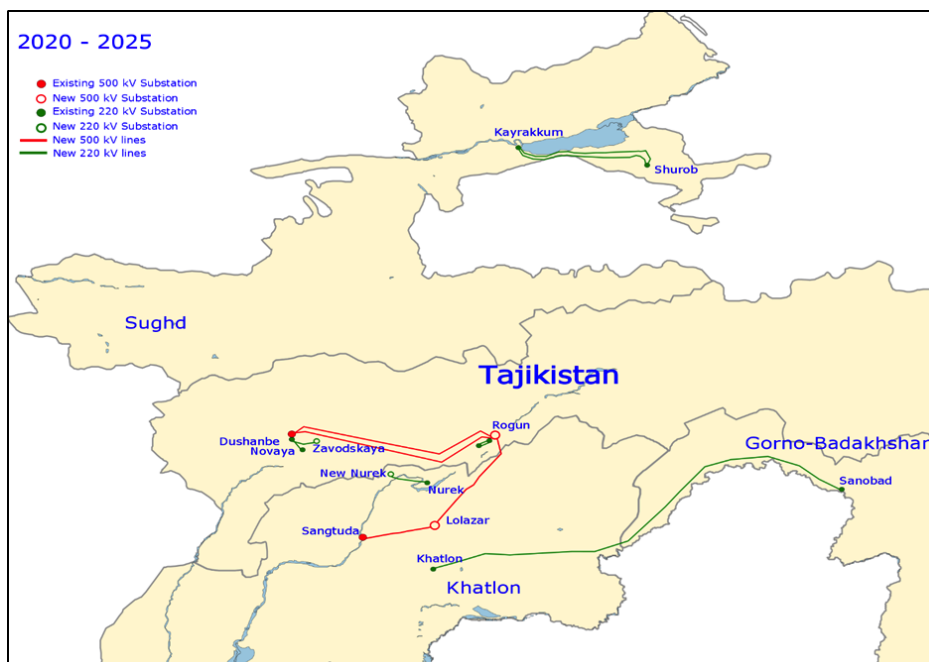
*Трансформаторы 500/220 кВ на Сангтуде добавлены для поддержки проекта CASA 1000.

Таблица Е - 34: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения .

Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	30
Дзержинская	140
Гиссар	100
Советская	30
Восе	30
Ломоносова	20
Ай-Канар	50
Руми	80
Шугну	20
Нау	20
Пролетарск	20
Ленинабад	60
Октябрьская	40
Кызыл-Су	10

6.2 2025-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2025 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новых генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач,



трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий, необходимых к 2025 году, представлен в Таблица Е - 35.

Таблица Е - 35: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2025 году

2025					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100	
Рогун 500 кВ	Лолозор 500 кВ	1	200	100	1
Лолозор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80	
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5	
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	12,6	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1

На Рисунок Е - 17 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2025 году.



Рисунок Е - 17: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года

Сеть 2025 г. была построена на основе системы 2020 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2025 г. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2020-2025 гг.

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

6.2.1 Шураб

Для данного периода исследования дополнительные 350 МВт выработки будут установлены в Шурабе. Линий, рекомендуемых в исследовании 2020 г., не достаточно для передачи данной э/энергии и содержать в соответствии с N-1. Для вывода данной э/энергии и для соответствия с N-1 были добавлены две дополнительные линии 220 кВ. Рекомендуется двухцепная линия из Шураба до Кайраккума. Хотя только одна дополнительная линия требуется на данном этапе, ожидается, что выработка увеличится в Шурабе. С учетом этого, рекомендуется двухцепная линия, поскольку она дешевле обойдется по сравнению созданием двух отдельных линий цепи. Используемая номинальная мощность 346 МВА.

6.2.2 Нурек-2

На Нуреке добавлена новая гидроэлектростанция с четырьмя агрегатами, вырабатывающими 100 МВт. Данная новая электростанция будет подсоединена к существующей подстанции Нурек 220 кВ через одно соединение 220 кВ. Вывод из строя данной линии выведет электростанцию из энергосети. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для обслуживания аварийной ситуации тем самым одна линия 220 кВ будет достаточна. Новая подстанция 220 кВ построена на Нуреке-2 схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована существующая подстанция на Нуреке.

6.2.3 Санобад

Новая электростанция мощностью 250 МВт была возведена в Санобаде. Для соединения с энергосистемой рекомендуется одна линия 220 кВ между Санобадом и Хатлоном. Выход из строя



данной линии отсоединит данный генератор от энергосистемы. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для выдерживания аварийной ситуации тем самым не рекомендуются дополнительные линии. Новая подстанция 220 кВ построена в Санобаде схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована подстанция в Хатлоне путем добавления новой секции для подключения линии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

6.2.4 Линия 500 кВ Рогун-Душанбе

С запуском Рогунской ГЭС будет доступна общая мощность 3 600 МВт. Выработка э/энергии на Рогунской ГЭС будет доступна по этапам. На первом этапе к 2025 году будет доступно 2500 МВт. Для пропуска э/энергии из Рогунской ГЭС будут доступны объекты передачи. Рекомендуется построить две линии 500 кВ из Рогуна в Душанбе. Данные линии необходимы для передачи э/энергии в Согдийскую область и город Душанбе. Новая станция (КРУЭ) мощностью 500 кВ будет возведена в Рогуне.

6.2.5 Линия 500 кВ Рогун-Лолазор-Сангтуда

Линия 500 кВ между Рогун-Лолазор и Сангтуда должна экспортировать э/энергию и соответствовать N-1. Во время летнего периода нагрузка в Таджикистане низкая и наблюдается избыток производства э/энергии, который может быть отправлен на экспорт. Есть в наличии соглашения по региональной передаче э/энергии между Кыргызстаном, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном. 1300 МВт будет экспортироваться в Афганистан и Пакистан через линию ПТ между Таджикистаном и Афганистаном в Сангтуде. Э/энергия доставляется в Сангтуду через одну линию 500 кВ из Регара (CASA 1000), выход из строя данной линии является серьезной аварийной ситуацией. Для того чтобы выдержать аварийную ситуацию и упростить эффективный экспорт э/энергии, рекомендуется добавить линию 500 кВ. Кроме 1300 МВт, планируется экспортировать в Пешавар еще 1000 МВт через новой подстанции 500 кВ в Лолазоре. В связи с расположением Лолазор, рекомендуется подключить линию 500 кВ от Рогуна и Сангтуды до Лолазора. Это соединение обеспечит передачу э/энергии в Лолазор, а также обеспечить поддержку в аварийных случаях при выходе из строя линии 500 кВ Регар-Сангтуда. Кроме того, эта линия 500 кВ создает кольцевую линию 500 кВ между Рогун-Лолазор-Сангтуда и Регар. Такая конфигурация повышает надежность и стабильность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях при выходе из строя любого отдельного сегмента, а также содействует экспорту электроэнергии.

6.2.6 Подстанция Лолазор 500 кВ

Планируется строительство линии Лолазор-Пешавар протяженностью 720 км. Так же как и линии CASA 1000 до Пакистана, эта линия будет проходить через Таджикистан, Афганистан и Пакистан. Предполагается, что эта линия будет экспортировать 1000 МВт из Таджикистана в Пакистан в течение летних месяцев. Для того чтобы облегчить экспорт э/энергии, необходима подстанция 500 кВ в Лолазоре. При плановой выработки в Рогуне, рекомендуется подключить к Лолазор к Рогуну, используя линию 500 кВ. Кроме того, рекомендуется подключить Лолазор к Сангтуде, чтобы оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях при выходе из строя линии 500 кВ Регар-Сангтуда и Душанбе-Лолазор.



6.2.7 Рогун 500 кВ - подстанция 220 кВ

Подключение 220 кВ установлено между шиной Рогун 500 кВ и существующей подстанцией Рогун 220 кВ. Данная линия не имеет важного значения в данной точке, тем не менее с растущим графиком нагрузки и увеличенной выработкой э/энергии необходимо соединение с ближайшим центром нагрузки.

6.2.8 Новая подстанция 220 кВ на Заводской

Город Душанбе является главным центром нагрузки в стране. В настоящее время эксплуатируются три подстанции 220 кВ, которые поставляют э/энергию в Душанбе, Новая и Ордженикидзабад. Три подстанции соединены по линиям сети 110 кВ и 220 кВ. Э/энергия в данный регион в основном поступает из гидро ресурсов на юге через линии 500 кВ, которые заканчиваются в Душанбе. Увеличенная нагрузка в регионе ставит большое значение на все подстанции, таким образом значимая модернизация (линий, трансформатора и подстанции) необходима для удовлетворения растущего потребления. В дополнение есть несколько линий 110 кВ, которые перегружены. Перегрузки присутствуют в обеих системах в целом и при условиях N-1. Для поддержания надежной эксплуатации предлагается провести несколько модернизаций по передаче в данной области на различных уровнях роста нагрузки. Она включает модернизацию существующих линий 110 кВ и добавление новых линий и трансформаторов.

В дополнение к данным модернизациям одной из основных рекомендаций является создание новой подстанции 220 кВ в городе Душанбе. Со всеми линиями 500 кВ сосредоточенные на подстанции 500 кВ в городе Душанбе он становится крупным центром э/энергии. Э/энергия на подстанцию Новая 220 кВ поставляется из подстанции Душанбе, делая ее основным источником э/энергии в данном районе. Так как нагрузка в данном районе увеличится больше мощности будет взято из данной подстанции. Чтобы поспевать за растущим спросом э/энергии необходимо реализовать значительную модернизацию данной подстанции. Например, к 2039 году, по меньшей мере, 4 новых трансформатора и 2 новые линии необходимо заменить для удовлетворения спроса. Это очень значимая модернизация, тем не менее сосредоточивая все ресурсы на одной подстанции не рекомендуется с точки зрения надежности безопасности. Строительство новой подстанции 220 кВ в данном районе является более надежным и рекомендованным решением.

Заметьте, что Заводская была выбрана в качестве местоположения для новой подстанции. Это основано на прогнозе нагрузки с использованием существующей схемой нагрузки и определить подстанцию, которая с электрической точки зрения была бы самым лучшим местом для соединения. В зависимости от роста реальной нагрузки и возможности расширения существующей подстанции Заводская необходимо определить альтернативное расположение. Выбор альтернативного местоположение не должно повлиять на предполагаемые расходы на передачу, так как элементы, необходимые для обеспечения нового источника э/энергии все еще необходимы.

На данном этапе необходима новая подстанция 220 кВ на Заводской, которая будет поставлять энергию по одной линии 220 кВ длиной 20 км из Душанбинской подстанции. Два трансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА добавлены к подстанции для соответствия с требованиями N-1.

6.2.9 Соединение 220 кВ Герань-Сангтуда

Условия низкого напряжения наблюдаются в районе, обеспечивающей подстанцией Герань. В системе, в целом не наблюдалось нарушений, однако следующие аварийные ситуации в данном районе нарушают критерии N-1. Один из вариантов по уменьшению нарушений напряжения необходимо добавить параллельную емкость. Альтернативный вариант заключается направить линию 220 кВ Сангтуда - Кундуз через подстанцию Герань. Данная линия находится недалеко от существующей подстанции Герань 220 кВ. Данная линия до Сангтуды повысит напряжение в данном районе, а также предоставит поддержку напряжения во время аварийных ситуаций. Рекомендующим решением является изменение маршрута линии 220 кВ через Герань. Модернизация на подстанции Герань необходимо для создания подключения.

6.2.10 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 110 кВ между Ордженикидзабадом и Северной перегружены при условии неповрежденного состояния. Данная нагрузка основывается на используемых данных нагрузки. С учетом



установленной нагрузки рекомендуется новое соединение от Джангала до Северной. Это также поможет с соблюдением N-1.

Тепловые нарушения наблюдались на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблица Е - 36 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Таблица Е - 36: Список линий, которые необходимо модернизировать

2025			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангана	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблица Е - 37 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 37: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2025 г.				
От шины	К шине	№	Номинальная мощность напряжения	Основа обмотки МВА
Рогун 500	Рогун 220	1	500/220	250
Рогун 500	Рогун 220	2	500/220	250
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	250
Герань 220	Герань 110	4	220/110	63
Худжанд 220	Худжанд 110	3	220/110	125
Заводская 220	Заводская 110	1	220/110	200
Заводская 220	Заводская 1100	2	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2025 г. была разработана были обнаружены нарушения с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2025 году, представлен в Таблице Е-38.



Таблица Е - 38: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения

2025	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Ломоносова	80

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

6.3 2030-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2030 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий, необходимых к 2030 году, представлен в Таблица Е - 39.

Таблица Е - 39: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки энергии к 2030 году

2030					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15,1	1
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	11,5	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	7,5	1

На Рисунок Е - 18 указаны линии, которые рекомендуются к 2030 году. Линии 500 кВ необходимы.



Рисунок Е - 18: Список линий 220 кВ, которые рекомендуются к 2030 году.

Сеть 2030 г. была построена на основе системы 2025 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2030 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2025-2030 гг.

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства энергии

6.3.1 Рогунская ГЭС

Дополнительный объем генерации 2 400 МВт будет доступен на Рогунской ГЭС к 2025 году. Было рекомендовано, что объекты необходимые для пропуска данной выработки были в наличии к 2025 году. В этот период нет необходимости в дополнительных объектах передачи для вывода энергии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.



6.3.2 Двухцепная линия 220 кВ Душанбе-Заводская

Увеличенная нагрузка в 2030 году станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Душанбе и Заводской. Рекомендуется вторая линия для уменьшения перегрузки. Добавление линии мощностью 346 МВА уменьшит перегрузку всей системы. Тем не менее, при N-1 выход из строя одной линии может привести к перегрузке другой линии. Для обслуживания совместности N-1 необходима третья линия. Добавление третьей линии можно избежать при использовании кабеля с большей мощностью чем 346 МВА. Номинальная пропускная мощность используемого кабеля 346 МВА, так как это была самая высокая мощность для линии 220 кВ в представленной модели. Поэтому для того, чтобы обслуживать систематически на Заводской было добавлено три линии. В связи с тем, что кабели с более высокой номинальной мощностью стали доступными, рекомендуется использовать эти проводники и избежать добавления третьей линии.

Многожильные провода большой пропускной способности намного дороже (в 3 или 4 раза). Было проведено сравнение стоимости строительства трех линий и использование двух многожильных проводов. Экономия незначительная, но предпочтение отдано строительству двух проводников с большей пропускной способностью. Подробное сравнение цены представлено в Разделе 9.5.1

6.3.3 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 110 кВ между Новой и Северной, также как и Дангана-Сомони и Джангал-Гиссар перегружены. Одна только модернизация линий не достаточна для уменьшения перегрузок. В связи с этим новые линии рекомендуются между данными станциями. Данные линии играют важную роль для обслуживания спроса N-1. Перечень недавно добавленных линий представлен в Таблица Е - 39. Рекомендации основываются на графике нагрузки, который использовался для исследования. Рекомендации должны быть утверждены для учёта изменения в распределении нагрузки.

На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблица Е - 40 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Таблица Е - 40: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году.

2030			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзебад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице Е-41 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.



Таблица Е - 41: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку с 2025-2030 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2030 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Ордженикидзеабад 220	Ордженикидзеабад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения

Когда сеть 2030 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2030 году, представлен в Таблица Е - 42.

Таблица Е - 42: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2030	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	70
Советская	20
Шугну	10
Октябрьская	10
Дангана	10

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

6.4 2035-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2035 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2035 году представлен в Таблице Е - 43.

Таблица Е - 43: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки энергии к 2035 году

2035					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзеабад 220 кВ	1	346	47,1	1

На Рисунок Е - 19 указаны линии 220 кВ, которые рекомендуются к 2035 году. Новые линии 500 кВ не добавлены.



Рисунок Е - 19: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году

Сеть 2035 г. была построена на основе системы 2030 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2035 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2030-2035 гг.

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линий предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

6.4.1 Линия 220 кВ Нурек-Ордженикидзеабд

К 2035 году увеличенная нагруженность в Ордженикидзеабаде станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Ордженикидзеабадом и Нуреком для перегрузки системы в целом. Прошлая модернизация линии больше недостаточна для уменьшения перегрузки. Для уменьшения перегрузки рекомендуется вторая линия.

6.4.2 Тепловые перегрузки

Линии



Линии 220 кВ между Нурек-Себистон, Нурек-Яван и Себистон-Яван перегружены после выхода из строя одной из этих линий при N-1. Перегрузки можно уменьшить модернизировав линии на большую мощность. Модернизация линий является более экономичным вариантом из-за короткого расстояния между станциями. В Таблица Е - 44 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.

Таблица Е - 44: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030-2035 гг.

2035			
От шины 220 кВ	К шине 220 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1 В Таблица Е - 45 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 45: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035 г.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2035 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	3	220/110	125

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2035 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2035 году, представлен в Таблица Е - 46.

Таблица Е - 46: Перечень добавленных конденсаторов для выдерживания напряжения .

2035	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	20
Советская	10
Восе	10
Октябрьская	30
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

6.5 2039-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2039 г. В течение данного периода планируется построить одну новую генерирующую установку 350 МВт в Шурабе. Все оборудования системы электропередачи, рекомендованные в предыдущие периоды, обеспечивают достаточную пропускную способность для поддержки как генерации, так и роста нагрузки в течение периода 2039 года. Таким образом, никаких новых средств передачи не требуется в течение этого периода. Модернизация линий, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности необходимы для поддержания роста нагрузки и соответствия требованиям N-1, перечисленных в этом разделе.

Сеть 2039 г. была построена на основе системы 2035 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2039 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2035-2039 гг.

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

6.5.1 Шураб

Для данного периода исследования дополнительные 350 МВт выработки будут установлены в Шурабе. Линия электропередачи, требуемая для вывода э/энергии из Шураба уже готова к эксплуатации. Нет необходимости в новых линиях.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы.

Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

6.5.2 Тепловые перегрузки

Линии

На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблице E-47 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.



Таблица Е - 47: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.

2039			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Дангана	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблица Е - 48 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 48: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035-2039 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2039 г.				
От шины, название	К шине, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Новая 220	Новая 110	P	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	P1	220/110	200
Бустон 220	Бустон 110	P1	220/110	150

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2039 г. была разработана были обнаружены нарушения с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблице Е - 49.

Таблица Е - 49: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2039	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	30
Гиссар	40
Советская	20
Восе	10
Руми	40
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20
Джангал	20



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.



7 ТРЕБОВАНИЯ ПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ С УЧЕТОМ РАННЕЙ ВЫРАБОТКИ РОГУНСКОЙ ГЭС

В этом разделе представлены данные о модернизации передачи и подстанций, необходимые для поддержки рассчитанной нагрузки и роста выработки до 2039 года для сценария с учетом ранней выработки Рогунской ГЭС. Горизонт планирования разделен на пять показательных лет: 2020, 2025, 2030, 2035 и 2039 гг. Объекты передачи, необходимые для поддержки системы для каждого из характерных лет представлены в данном разделе. Предлагаемая сеть спроектирована, чтобы соответствовать требованиям N-1.

Сценарий потокораспределения по каждому из 5 соответствующих лет был разработан на основе плана увеличения выработки и прогноза нагрузки. План увеличения выработки, используемый в данном разделе, в основном основывается на разработке гидроэлектростанции в Рогуне, Нуреке-2 и Санободде и тепловой генерации в Согдийской области. Рогунская ГЭС-это крупная ГЭС мощностью 3200 МВт. В Таблица Е - 50 указан список проектов по выработке э/энергии, которые были рассмотрены для плана по увеличению выработки.

Два варианта, в которых представлены зимний и летний сценарии нагрузки, были разработаны для каждого из этих лет. Летняя пиковая нагрузка рассматривалась 80% от зимней пиковой нагрузки. Кроме того, были также рассмотрены следующие объемы импорта и экспорта э/энергии.

- Импорт электроэнергии из Кыргызстана (455 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Афганистан и Пешавар (Пакистан) (1300 МВт)
- Экспорт электроэнергии в Синьцзян, Китай (900 МВт)
- Экспорт электроэнергии из ГЭС Рагуна в Пешавар (1000 МВт).

С учетом сезона изменяется доступность выработки э/энергии. В зимние месяцы, когда гидроэлектростанции вырабатывают меньше э/энергии и высокой нагрузки в связи с потребностью отопления не так много э/энергии остаётся на экспорт сравнительно с летним периодом. В связи с этим соглашения на экспорт электроэнергии заключаются в основном на период летних месяцев. Тем не менее, система передачи спроектирована с учетом максимального производства э/энергии при максимальной нагрузке и максимальном экспорте, эти места самые загруженные в передающей. В целях исследования предполагалось, что каждая станция может поставлять э/энергию на максимальной мощности при пиковой нагрузке и максимальном экспорте.

Были выявлены объекты по передаче, необходимые для вывода э/энергии из новых электростанций. Исследования N-0 и N-1 были выполнены по каждому варианту для определения нарушений и модернизации/ресурсы передачи необходимые для обслуживания системы в целом и соответствие N-1 и рекомендуемые необходимые дополнения. Следует отметить, что обнаруженное нарушение, зависит от нагрузки системы; для Генерального плана, предполагалось равномерный рост нагрузки. Рекомендации данного исследования должны быть периодически пересмотрены в отношении фактических данных нагрузки. Также были выполнены исследования чувствительности при условии, что максимальная выработка на юге и минимальная на севере и наоборот. План увеличения передачи спроектирован для обслуживания некоторых других сценариев по передаче. На Рисунок Е - 20 указаны линии электропередачи (500 кВ и 220 кВ), которые рекомендованы в рамках плана по увеличению выработки с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС.

Таблица Е - 50: План выработки э/энергии с Рогунской ГЭС

Год	Планируемые проекты по выработке э/энергии		Установленная Мощность (МВт)
	Местонахождение	Технология	
2016	Душанбе, 2 очередь	ТЭЦ	150
	Душанбе, 2 очередь	ТЭЦ	150
2019	Шураб	Уголь	150
	Шураб		150



Год	Планируемые проекты по выработке э/энергии		Установленная Мощность (МВт)
	Местонахождение	Технология	
	Фон-Ягноб		350
	Рогун	ГЭС	2 X 400
2020	Фон-Ягноб	Уголь	350
2021	Вывод из эксплуатации Душанбинской	ТЭЦ	-128
2023	Рогун	ГЭС	4x600
2033	Нурек -2	ГЭС	100
	Санобад	ГЭС	125
2035	Шураб	Уголь	350
2023	Шураб	Уголь	350

Примечание: В план выработки включены небольшие суммы на выработку ветровой, солнечной и мини ГЭС э/энергии. Предполагалось, что данная выработка разбросана по всей стране и был сетчатой с нагрузкой системы.

Рекомендуется, чтобы номинальная мощность всех новых линий электропередач составляла 346 МВА для уровня 220 кВ, и 125 МВА для 110 кВ. Строительство новых линий предлагается только тогда, когда они необходимы для отвода из новых электростанций и когда повреждения невозможно уменьшить модернизацией.

Все новые подстанции 220 кВ и 110 кВ спроектированы по схеме с одной шиной и двумя выключателями, а подстанции 500 кВ спроектированы с выключателем и пол подстанции. Он согласуется с текущими практиками в ОАХК «Барки Точик». Для модернизации подстанции используется конфигурация шины как на существующей станции. На Рисунок Е - 12 представлен пример предлагаемого проекта новых подстанций 220 кВ и 500 кВ.

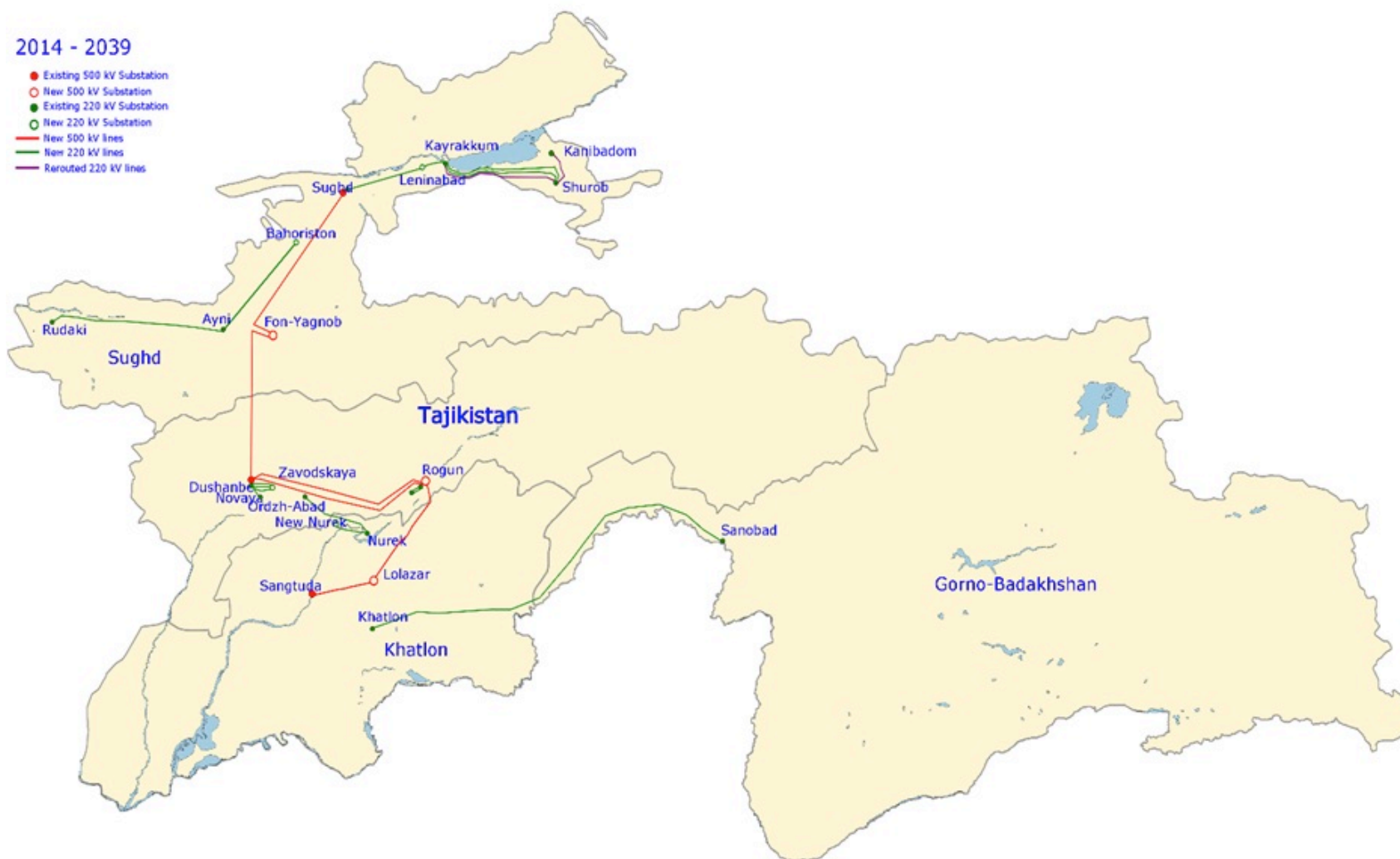


Рисунок Е - 20: Рекомендуемые линии электропередачи 500 кВ и 220 кВ для плана расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС (2014-2039 гг.).



7.1 2020-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2020 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2020 году представлен в Таблица Е - 51.

Таблица Е - 51: Список линий для поддержки нагрузки и выработки к 2020 году

2020					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100	
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	1
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5	
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная	1	125	1,5	1
Чапаева	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1

На Рисунок Е -21 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2020 году.

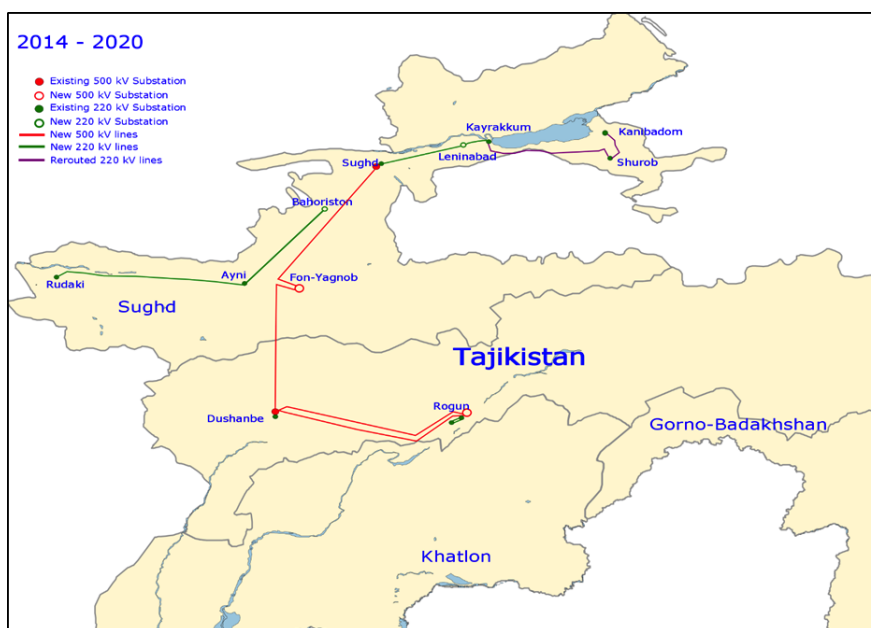


Рисунок Е -21: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2020 года



Сеть 2020 г. была разработана на основе существующего варианта путем масштабирования нагрузки в соответствии с прогнозом нагрузки и добавления предлагаемого производства энергии в течение этого периода. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Были добавлены новые линии электропередачи, которые необходимы для отвода энергии. Проект CASA 1000 был также включен в модель.

Вариант 2020 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства энергии

7.1.1 Шураб

В Шурабе в рамках увеличения производства энергии мощность электростанции составит 300 МВт. Центры первичной нагрузки в Согдийской области находятся около Худжанда, Кайраккума и Канибадама. Учитывая вырабатываемую мощность и будущие дополнения, рекомендуется строительство подстанции 220 кВ для отвода энергии. Для того чтобы подключить Шураб, существующая линия 220 кВ (Л-24) между Кайраккумом и Канибадамом разделена на части и продлена до Шураба. Мощность линий составляет 346 МВА. Длина указанных линии приходится только на дополнительную длину, необходимую для расширения существующей линии Кайраккум - Канибадам к Шурабу. Для Шураба рекомендуется подстанция 220 кВ с одним выключателем и двойной системой шин.

7.1.2 Линия 500 кВ Рогун-Душанбе

С запуском Рогунской ГЭС будет доступна общая мощность 3 600 МВт. Выработка энергии на Рогунской ГЭС будет доступна по этапам. На первом этапе к 2020 году будет доступно 400 МВт. Для пропуска энергии из Рогунской ГЭС будут доступны объекты передачи. Рекомендуется построить две линии 500 кВ из Рогуна в Душанбе. Хотя на данном этапе будет достаточно одна линия 500 кВ, вторая линия должна быть в наличии до введения в эксплуатацию следующего этапа выработки на Рогунской ГЭС. Данные линии необходимы для передачи энергии в Согдийскую область и город Душанбе. Новая станция мощностью 500 кВ будет возведена в Рогуне.

7.1.3 Фон-Ягноб

К 2022 году в Фон-Ягнобе будет возведена новая теплоэлектростанция с общей выработкой 700 МВт. Для отвода энергии из электростанции рассматривались два варианта:

а. вариант 220 кВ:

Для передачи 700 МВт мощности из Фон-Ягноба, необходимо минимум 2 линии 220 кВ. Хотя, при выходе из строя одной линии, другая линия будет перегружена. Следовательно, данная конфигурация не достаточна для предотвращения аварийной ситуации N-1. Поэтому было бы необходимо иметь третью линию для обслуживания аварийной ситуации. Данная дополнительная линия потребует большей станции на Фон-Ягнобе, а также расширение станций на конечных станциях.

б. вариант 500 кВ:

Одна линия 500 кВ достаточна для передачи энергии из Фон-Ягноба. Тем не менее, потеря данной линии может привести к потере выработки мощностью 700 МВт из системы. Она будет иметь решающее значение, так как для регулирования потерей 700 МВт не достаточно горячего резерва. Для обслуживания аварийной ситуации необходимо два соединения 500 кВ из Фон Ягноба.

При сравнении двух вариантов, рекомендуется вариант подключение 500 кВ на Фон-Ягнобе по следующим причинам.

- Требуется три линии 220 кВ для вывода энергии и поддержки в аварийных ситуациях. Это требует большую подстанцию на Фон-Ягнобе, больше земельного коридора, а также



расширение подстанции на удаленных подстанций для подключения линий 220 кВ. Это подразумевает очень большие затраты

- Линия 500 кВ между городом Душанбе и Согдийской областью очень важная линия для обеспечения электроэнергией Согдийскую область и передачи энергии из Кыргызстана в рамках проекта CASA 1000. Существует необходимость в наличии второй линии 500 кВ между г. Душанбе и Согдийской областью для оказания поддержки при выходе из строя линии в аварийных ситуациях. Вторая линия необходима, даже если выбрать вариант 220 кВ для соединения Фон-Ягноба к сети. Учитывая высокую пропускную способность линии 500 кВ и расположение Фон-Ягноба, установление подключения 500 кВ между Душанбе-Фон-Ягноб и Согд способствует как выводу энергии и, так и оказанию поддержки в аварийных ситуациях на линии 500 кВ Душанбе-Согд. Даже если этот вариант потребует строительства подстанции 500 кВ на Фон-Ягнобе, общая стоимость, связанная с этим вариантом значительно ниже, чем варианта 220 кВ.
- Учитывая стоимость строительства станции, линии и модернизацию станции в удаленных станций, вариант 500 кВ стоимостью 13 млн. дол. США обходится меньше по сравнению с вариантом 220 кВ.

7.1.4 Подстанция Фон-Ягноб 500 кВ

Подстанция Фон Ягноб 500 кВ необходима для соединения существующей сети новой тепловой электростанции в Фон-Ягнобе. С учетом объема планируемой выработки, рекомендуется соединить Фон-Ягноб с основными центрами нагрузки Согдийской области (Север) и города Душанбе (Юг). Такая конфигурация позволит повысить надежность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях, а также облегчить экспорт электроэнергии. Были рассмотрены два варианта подключения ТЭС к существующей электрической сети:

1. С учетом близости Фон-Ягноб к существующей линии 500 кВ, перенаправить существующую линию 500 кВ из Душанбе через станцию Фон-Ягноб прежде чем соединить с Согдом. Эта межсистемная линия связи должна быть двухконтурным соединением, чтобы выдержать аварийную ситуацию N-1. Это позволит создать двухконтурное соединение 500 кВ между Душанбе-Фон-Ягноб-Согд как показано на Рисунок Е - 22
2. Создание новой единой линейной цепи между Душанбе - Фон-Ягноб и Фон-Ягноб и Согдийской области, как показано на Рисунок Е - 23

Оба варианта способствует выводу энергии из Фон-Ягноба и оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях в случае выхода из строя одной из линии 500 кВ между Душанбе и Согд. Кольцеобразная схема (конфигурация) Душанбе - Фон-Ягноб и Согд гарантирует, что важное связующее звено между Душанбе и Согдийской области даже при рабочих условиях N-1, которые могут возникнуть из-за выхода из строя линии 500 кВ, будет работать в штатном режиме.

Основное отличие между вариантом 1 и вариант 2 заключается в размере подстанций 500 кВ на Фон-Ягнобе. Вариант 1 потребует большую подстанцию 500 кВ на Фон-Ягнобе по сравнению с вариантом 2. Вариант 2 примерно на 3,5 млн. дол. США дешевле по сравнению с вариантом 1.

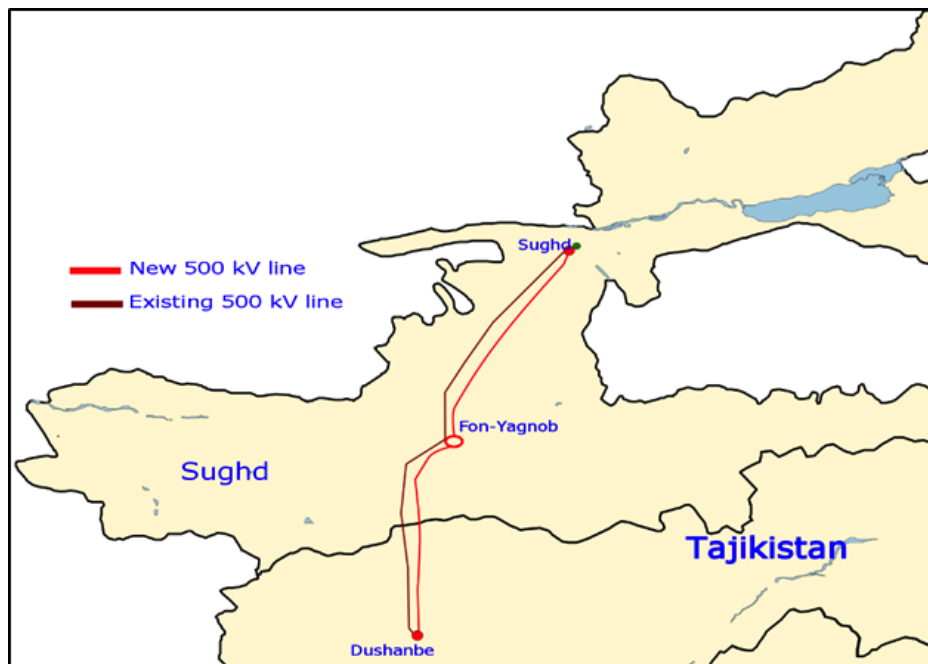


Рисунок Е - 22: Альтернативный вариант 500 кВ, рассматриваемый для сети 2020 года

Рекомендуемая схема расположения сети 500 кВ изображена на Рисунок Е - 23

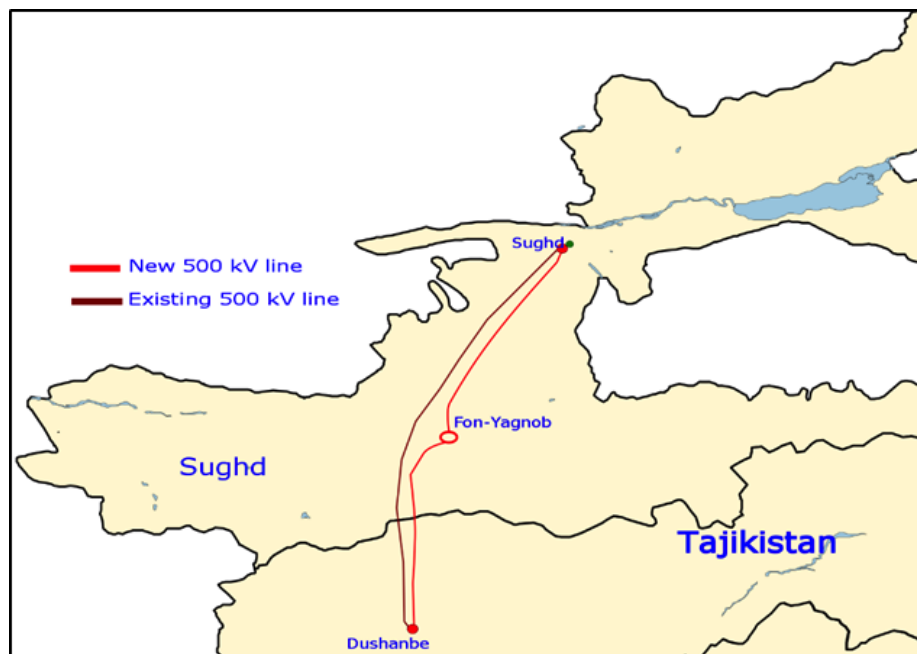


Рисунок Е - 23: Рекомендуемые соединения 500 кВ для сети 2020 года

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2020 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы,



необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

7.1.5 Соединение 200 кВ Айни-Бахористон

В настоящее время район Айни обеспечивается э/энергией из Согдийской области по одной линии 220 кВ между Согдом-Шахристоном и Айни. Если построить станцию Бахористон, данное соединение будет заменена линией 200 кВ. Согд-Бахористон-Айни. При выходе из строя этой линии происходит временное прекращение энергоснабжения в Айнинском районе, следовательно, необходимо наличие альтернативного источника энергии. До тех пор пока не будет построена Зидды в 2039 году, никаких других альтернативных источников питания в этом регионе не существует. Для обеспечения альтернативного источника энергии в районе Айни, были рассмотрены два варианта:

1. линия 220 кВ между Айнинским районом и Фон-Ягнобом (около 20 км)
2. линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористон (около 100 км).

Несмотря на короткое расстояние между районом Айни и Фон-Ягнобом, рекомендуется соединить район Айни с Бахористон. Это устранил необходимость создания новой подстанции 220 кВ на Фон-Ягнобе. Более того, при выходе из строя линии 500 кВ, наличие подстанции и 220 кВ, и 500 кВ на Фон-Ягнобе, может вызвать перегруженность на линии 220 кВ. Для того чтобы предотвратить такую перегрузку, требуется создать дополнительные линии 220 кВ между Айни и Фон-Ягнобом. Это значительно увеличивает стоимость варианта 220 кВ из-за более крупных подстанций, земельного коридора и большего количества линий. В связи с этим линия 220 кВ между Айнинским районом и Бахористон более выгодна.

7.1.6 Линия 220 кВ Айни-Рудаки

Вторая линия 220 кВ рекомендуется построить между районами Айни и Рудаки для оказания поддержки в чрезвычайных ситуациях в данном регионе. С учетом прогнозируемого увеличения нагрузки в этом регионе, выход из строя существующей линии Айни-Рудаки приведет к тяжелой перегрузки и условиям низкого напряжения в сети 110 кВ. Добавление второй линии повысит надежность электроснабжения в этом регионе.

7.1.7 Новая подстанция 220 кВ в Ленинабаде

Район между Кайраккумом и Худжандом является основным центром нагрузки в Согдийской области. В настоящее время источником питания в этом регионе является соединение 220 кВ от подстанции Согд к Худжанду и Кайраккумской электростанции. Эти две шины соединены по нескольким соединениям 110 кВ и 220 кВ. Перегруженные линии наблюдаются в сети 110 кВ подсоединенной к двум подстанциям. Данные перегрузки наблюдаются в системе в целом и в рамках условий N-1. Чтобы снизить перегрузку и поддерживать требование N-1 необходимо усилить сеть в этой области. Рекомендуется создать новое соединение 220 кВ на подстанции Ленинабадская. Новая станция будет поставлять энергию по линии 220 кВ из Шураба через Канибадам или Кайраккум и из Ходжента. В Ленинабад энергия может поставляться либо из Кайраккума, либо из Канибадама; поскольку Кайраккумская станция самая ближайшая станция, то рекомендуется поставлять э/энергию в Ленинабадскую станцию из этой станции. Ниже приводятся выгоды от создания станции.

1. Главным преимуществом создания данной подстанции является то, что она предоставляет третий источник электроснабжения в центре нагрузки. Предполагаемый прогноз нагрузки кладет значимую ношу на две существующие точки соединения 220 кВ, через которые э/энергия вводится в регион. Выход из строя одного из данных соединений может инициировать поток энергии проходить через другое соединение. Инфраструктура (линии и трансформаторы) на данных станциях должны быть модернизированы для решения такой ситуации. Добавление третьего источника в данном регионе не только поможет с



существующими перегрузками, но также предоставит альтернативный путь к э/энергии в данном регионе. Она улучшит надежность системы.

2. С возведением новой электростанции в Шурабе будут необходимы новые линии для передачи э/энергии в центр нагрузки Э/энергия, выработанная там, в основном будет использоваться в Согдийской области. Для снабжения э/энергией по двум существующим соединениям необходима значимая модернизация подстанций 220 кВ. Наличие третьей точки ввода в области позволит снизить нагрузку в существующей системе 110 кВ, а также повысить надежность сети.

На Рисунок Е - 24 изображена Ленинабадская подстанция 220 кВ и подключенные к ней линии 220 кВ.

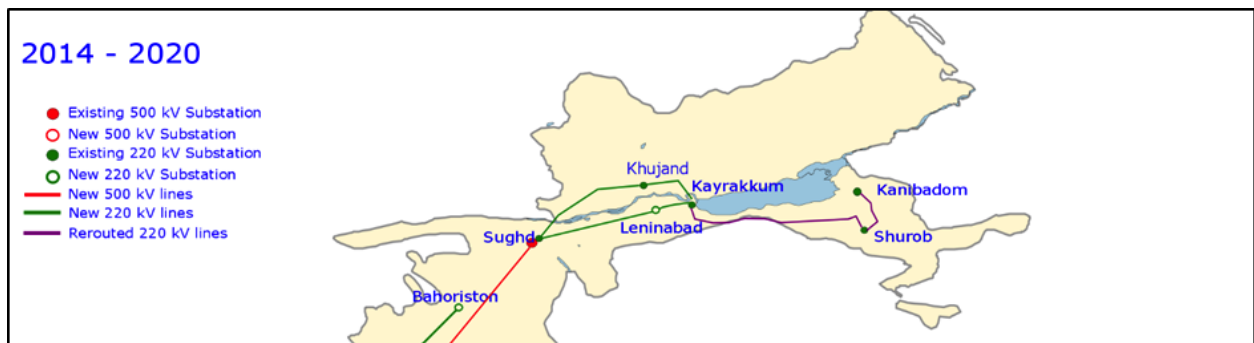


Рисунок Е - 24: Предлагаемая подстанция 220 кВ и линии в Ленинабаде

7.1.8 Соединение 220 кВ Согд-Ленинабадская

План выработки э/энергии для этой опции имеет меньше поколений прогнозируемой выработки в Согдийской области, чем план без Рогунской ГЭС. В следствии этого Согдийская область будет зависеть от импорта э/энергии из города Душанбе. Во время пиковой нагрузки выработка э/энергии на севере не достаточна для выдерживания нагрузки. Импорт э/энергии в регион проходит через линии 500 кВ из Душанбе. С запуском CASA 1000 дополнительная энергия будет доступна из Кыргызстана, а также будет доступна выработка из Фон-Ягноба. Подстанция 500 кВ в Согде является основным источником энергии в Согдийской области. В настоящее время э/энергия поставляется в Худжанд и Кайраккум через две линии 220 кВ. Выход из строя одной линии может привести к перегрузке другой линии. Для уменьшения последствий аварийной ситуации и для удовлетворения будущего графика нагрузки в данном районе предлагается третья линия. Кроме того, для выход из строя линии N-1 между Кайраккумом и новой станцией Ленинабад 220 кВ, данная новая линия из Согдийской области будет служить в качестве альтернативного источника питания к центру нагрузки. Рекомендуется линия 220 кВ между Согдом и недавно созданной подстанцией Ленинабад 220 кВ

7.1.9 Тепловые перегрузки

Модернизация линий

Тепловые повреждения были обнаружены на линии 110 кВ между подстанциями Джангал и Советская. Это связано с увеличенной нагрузкой на подстанцию Советская. В дополнение данная линия снабжена отводами для обеспечения Сохили. Для сокращения нагрузки необходимо предоставить выделенное соединение к Советской. В результате соединения 110 кВ от Советской до Сохили были разъединены. Взамен Сохили будет обслуживаться с подстанции Новая через ДТЭЦ.

Тепловые повреждения наблюдаются на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблице Е-52 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.



Таблица Е - 52: Список линий, которые необходимо модернизировать

2020			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Бустон	Заводская	75	125
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	75	125
Новая	Промышленная (Двухцепная)	75	125
Новая	Шахри (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблица Е - 53 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2020 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2020 году, представлен в Таблица Е - 54.

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

Таблица Е - 53: Список новых трансформаторов

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2020 г.				
От шины, название	К шине, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Сангтуда 500*	Сангтуда 220	1	500/220	501
Согд 500	Согд 220	3	500/220	501
Ордженикидзабад 220	Ордженикидзабад 110	3	220/110	250
Новая 220	Новая 110	3	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	3	220/110	200
Герань 220	Герань 110	3	220/110	63
Хатлон 220	Хатлон 110	3	220/110	125
Бустон 220	Бустон 110	1	220/110	150
Рудаки 220	Рудаки 110	3	220/110	63
Ленинабад 220	Ленинабад 110	1	220/110	200
Ленинабад 220	Ленинабад 110	2	220/110	200

*Трансформаторы 500/220 кВ на Сангтудинской ГЭС добавлены для поддержки проекта CASA 1000.



Таблица Е - 54: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения

Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	30
Дзержинская	140
Гиссар	100
Советская	30
Восе	30
Ломоносова	20
Ай-Канар	50
Руми	80
Шугну	20
Нау	20
Пролетарск	20
Ленинабад	60
Октябрьская	40
Кызыл-Су	10

7.2 2025-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2025 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий, необходимых к 2025 году, представлен в Таблица Е - 55.

Таблица Е - 55: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки энергии к 2025 году

2025					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Рогун 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	200	100	1
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	12,6	1
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1

На Рисунок Е - 25 указаны линии 500 кВ и 220 кВ, которые рекомендуются к 2025 году.

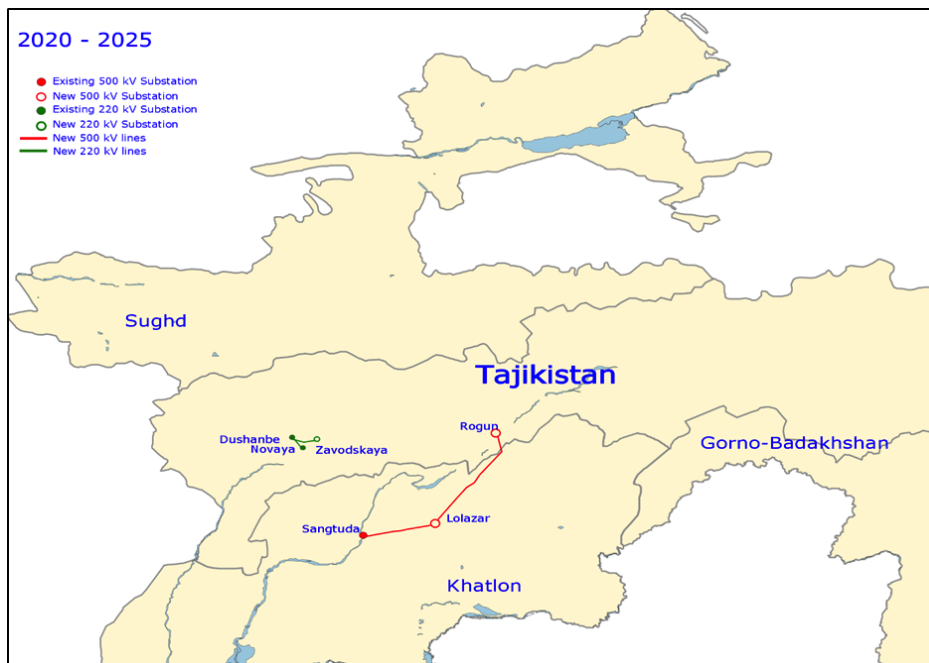


Рисунок Е - 25: Линии 500 кВ и 220 кВ для 2025 года

Сеть 2025 г. была построена на основе системы 2020 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2025 г. Предполагается, что рост нагрузки будет однородным во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2020-2025 гг.

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

7.2.1 Рогунская ГЭС

Дополнительный объем генерации 2 500 МВт будет доступен на Рогунской ГЭС к 2025 году. Было рекомендовано, что объекты необходимые для пропуска данной выработки были в наличии к 2020 году. В этот период нет необходимости в дополнительных объектах передачи для вывода э/энергии.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2025 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.



7.2.2 Линия 500 кВ Рогун-Лолазор-Сангтуда

Линия 500 кВ между Рогун-Лолазор и Сангтуда должна экспортировать э/энергию и соответствовать N-1. Во время летнего периода нагрузка в Таджикистане низкая и наблюдается избыток энергии, который может быть отправлен на экспорт. Есть в наличии соглашения по региональной передаче э/энергии между Кыргызстаном, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном. 1300 МВт экспортируется в Афганистан и Пакистан через линию ПТ между Таджикистаном и Афганистаном в Сангтуде. Э/энергия доставляется в Сангтуду через одну линию 500 кВ из Регара (CASA 1000), выход из строя данной линии является серьезной аварийной ситуацией. Для того чтобы выдержать аварийную ситуацию и упростить эффективный экспорт э/энергии, рекомендуется добавить линию 500 кВ. Кроме 1300 МВт экспорта, планируется экспортировать в Пешавар еще 1000 МВт через новой подстанции 500 кВ в Лолазоре. В связи с расположением Лолазор, рекомендуется подключить линию 500 кВ от Рогун и Сангтуды до Лолазора. Это соединение обеспечит передачу э/энергии в Лолазор, а также обеспечить поддержку в аварийных случаях при выходе из строя линии 500 кВ Регар-Сангтуда. Кроме того, эта линия 500 кВ создает кольцевую линию 500 кВ между Рогун-Лолазор-Сангтуда и Регар. Такая конфигурация повышает надежность и стабильность системы путем оказания поддержки в аварийных ситуациях при выходе из строя любого отдельного сегмента, а также содействует экспорту электроэнергии.

7.2.3 Подстанция Лолазор 500 кВ

Планируется строительство линии Лолазор-Пешавар протяженностью 720 км. Так же как и линии CASA 1000 до Пакистана, эта линия будет проходить через Таджикистан, Афганистан и Пакистан. Предполагается, что эта линия будет экспортировать 1000 МВт из Таджикистана в Пакистан в течение летних месяцев. Для того чтобы облегчить экспорт э/энергии, необходима подстанция 500 кВ в Лолазоре. При плановой выработки на Рогунской ГЭС, рекомендуется подключить Лолазор к Рогуну, используя линию 500 кВ. Кроме того, рекомендуется подключить Лолазор к Сангтуде, чтобы оказывать поддержку в чрезвычайных ситуациях при выходе из строя линии 500 кВ Регар-Сангтуда и Душанбе-Лолазор.

Необходимость строительства в Таджикистане подстанции Лолазор 500 кВ и связанных с ней линий электропередач была вызвана планами о строительстве линии электропередач Лолазор-Пешавар.

7.2.4 Новая подстанция 220 кВ на Заводской

Город Душанбе является главным центром нагрузки в стране. В настоящее время эксплуатируются три подстанции 220 кВ, которые поставляют э/энергию в Душанбе, Новая и Ордженикидзабад. Три подстанции соединены по линиям сети 110 кВ и 220 кВ. Э/энергия в данный регион в основном поступает из гидро ресурсов на юге через линии 500 кВ, которые заканчиваются в Душанбе. Увеличенная нагрузка в регионе ставит большое значение на все подстанции, таким образом значимая модернизация (линий, трансформатора и подстанции) необходима для удовлетворения растущего потребления. В дополнение есть несколько линий 110 кВ, которые перегружены. Перегрузки присутствуют в обеих системах в целом и при условиях N-1. Для поддержания надежной эксплуатации предлагается провести несколько модернизаций по передаче в данной области на различных уровнях роста нагрузки. Она включает модернизацию существующих линий 110 кВ и добавление новых линий и трансформаторов.

В дополнение к данным модернизациям одной из основных рекомендаций является создание новой подстанции 220 кВ в городе Душанбе. Со всеми линиями 500 кВ сосредоточенные на подстанции 500 кВ в городе Душанбе он становится крупным центром э/энергии. Э/энергия на подстанцию Новая 220 кВ поставляется из подстанции Душанбе, делая ее основным источником э/энергии в данном районе. Так как нагрузка в данном районе увеличится больше мощности будет взято из данной подстанции. Чтобы поспевать за растущим спросом э/энергии необходимо реализовать значительную модернизацию данной подстанции. Например, к 2039 году, по меньшей мере, 4 новых трансформатора и 2 новые линии необходимо заменить для удовлетворения спроса. Это очень значимая модернизация, тем не менее сосредоточивая все ресурсы на одной подстанции не рекомендуется с точки зрения надежности безопасности. Строительство новой подстанции 220 кВ в данном районе является более надежным и рекомендованным решением.

Заметьте, что Заводская была выбрана в качестве местоположения для новой подстанции. Это основано на прогнозе нагрузки с использованием существующей схемой нагрузки и определить подстанцию, которая с электрической точки зрения была бы самым лучшим местом для соединения.



В зависимости от роста реальной нагрузки и возможности расширения существующей подстанции Заводская необходимо определить альтернативное расположение. Выбор альтернативного местоположение не должно повлиять на предполагаемые расходы на передачу, так как элементы, необходимые для обеспечения нового источника э/энергии все еще необходимы.

На данном этапе необходима новая подстанция 220 кВ на Заводской, которая будет поставлять энергию по одной линии 220 кВ длиной 20 км из Душанбинской подстанции. Два трансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА добавлены к подстанции для соответствия с требованиями N-1.

7.2.5 Рогун 500 кВ - подстанция 220 кВ

Подключение 220 кВ установлено между шиной Рогун 500 кВ и существующей подстанцией Рогун 220 кВ. Данная линия не имеет важного значения в данной точке, тем не менее с растущим графиком нагрузки и увеличенной выработкой э/энергии необходимо соединение с ближайшим центром нагрузки.

7.2.6 Соединение 220 кВ Герань-Сангтуда

Условия низкого напряжения наблюдаются в районе, обеспечивающей подстанцией Герань. В системе, в целом не наблюдалось нарушений, однако следующие аварийные ситуации в данном районе нарушают критерии N-1. Один из вариантов по уменьшению нарушений напряжения необходимо добавить параллельную емкость. Альтернативный вариант заключается направить линию 220 кВ Сангтуда - Кундуз через подстанцию Герань. Данная линия находится недалеко от существующей подстанции Герань 220 кВ. Данная линия до Сангтуды повысит напряжение в данном районе, а также предоставит поддержку напряжения во время аварийных ситуаций. Рекомендуемым решением является изменение маршрута линии 220 кВ через Герань. Модернизация на подстанции Герань необходимо для создания подключения.

7.2.7 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 110 кВ между Ордженикидзабадом и Северной перегружены при условии неповрежденного состояния. Данная нагрузка основывается на используемых данных нагрузки. С учетом установленной нагрузки рекомендуется новое соединение от Джангала до Северной. Это также поможет с соблюдением N-1.

Тепловые нарушения наблюдались на уровне 110 кВ для обеих систем в целом и аварийных ситуаций N-1. Для уменьшения тепловых перегрузок рекомендуется повторно провести линии. В Таблица Е - 56 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Таблица Е - 56: Список линий, которые необходимо модернизировать

2025			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Джангал	Советская (Двухцепная 1)	75	125
Бохтар	Дангана	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице Е-57 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.



Таблица Е - 57: Список новых трансформаторов на 2020-2025 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2025 г.				
От шины	К шине	№	Номинальная мощность напряжения	Основа обмотки МВА
Рогун 500	Рогун 220	1	500/220	250
Рогун 500	Рогун 220	2	500/220	250
Лолазор 500	Лолазор 220	1	500/220	250
Герань 220	Герань 110	4	220/110	63
Худжанд 220	Худжанд 110	3	220/110	125
Заводская 220	Заводская 110	1	220/110	200
Заводская 220	Заводская 1100	2	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2025 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2025 году, представлен в Таблица Е - 58.

Таблица Е - 58: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2025	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Ломоносова	80

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

7.3 2030-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2030 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи э/энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий, необходимых к 2030 году, представлен в Таблица Е - 59.

Таблица Е - 59: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2030 году

2030					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	1
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15,1	1



2030					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	11,5	1
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	7,5	1

На Рисунок Е - 26 указаны линии, которые рекомендуются к 2030 году. Линии 500 кВ необходимы.



Рисунок Е - 26: Список линий 220 кВ, которые рекомендуются к 2030 году.

Сеть 2030 г. была построена на основе системы 2025 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2030 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2025-2030 гг.

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства энергии

7.3.1 Двухцепная линия 220 кВ Душанбе-Заводская

Увеличенная нагрузка в 2030 году станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Душанбе и Заводской. Рекомендуется вторая линия для уменьшения перегрузки. Добавление линии мощностью 346 МВА уменьшит перегрузку всей системы. Тем не менее, при N-1 выход из строя одной линии может привести к перегрузке другой линии. Для обслуживания совместимости N-1 необходима третья линия. Добавление третьей линии можно избежать при использовании кабеля с большей мощностью чем 346 МВА. Номинальная пропускная мощность используемого кабеля 346 МВА, так как это была самая высокая мощность для линии 220 кВ в представленной модели.



Поэтому для того, чтобы обслуживать систематически на Заводской было добавлено три линии. В связи с тем, что кабели с более высокой номинальной мощностью стали доступными, рекомендуется использовать эти проводники и избежать добавления третьей линии.

Многожильные провода большой пропускной способности намного дороже (в 3 или 4 раза). Было проведено сравнение стоимости строительства трех линий и использование двух многожильных проводов. Экономия незначительная, но предпочтение отдано строительству двух проводников с большей пропускной способностью. Подробное сравнение цены представлено в Разделе 9.5.1

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2030 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линий предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

7.3.2 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 110 кВ между Новой и Северной, также как и Дангана-Сомони и Джангал-Гиссар перегружены. Одна только модернизация линий не достаточна для уменьшения перегрузок. В связи с этим новые линии рекомендуются между данными станциями. Данные линии играют важную роль для обслуживания спроса N-1. Перечень недавно добавленных линий представлен в Таблица Е - 59. Рекомендации основываются на графике нагрузки, который использовался для исследования. Рекомендации должны быть утверждены для учёта изменения в распределении нагрузки.

На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблица Е - 60 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

Таблица Е - 60: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030 году.

2030			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Северная	Восточная (Двухцепная)	75	125
Ордженикидзабад	КВЗ	75	125
Новая	Северная (Двухцепная)	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблице Е-61 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.



Таблица Е - 61: Список трансформаторов обслуживающих нагрузку с 2025-2030 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2030 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Ордж-абад 220	Ордж-абад 110	3	220/110	250
Хатлон 220	Хатлон 110	4	220/110	125
Айни 220	Айни-В2 110	3	220/110	63
Заводская 220	Заводская 110	3	220/110	200

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения

Когда сеть 2030 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2030 году, представлен в Таблица Е - 62.

Таблица Е - 62: Перечень добавленных конденсаторов для поддержки напряжения

2030	
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	70
Советская	20
Шугнов	10
Октябрьская	10
Дангара	10

Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

7.4 2035-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2035 г. Дополнения системы распределены на две; оборудование, необходимое для передачи энергии из новой генераторных станций и те, которым необходимо обслуживать нагрузку и улучшить надежность системы. Рекомендуемое оборудование включает линии электропередач, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности и выполнения требований N-1. Список всех линий необходимых к 2035 году представлен в Таблице Е-63.



Таблица Е - 63: Список линий для выдерживания нагрузки и выработки э/энергии к 2035 году

2035					
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи
Кайраккум	Шураб	2	346	80	2
Кайраккум	Шураб	3	346	80	
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47,1	1

На Рисунок Е - 27 указаны линии 220 кВ, которые рекомендуются к 2035 году. Новые линии 500 кВ не добавлены.



Рисунок Е - 27: Линии 220 кВ, необходимые к 2035 году

Сеть 2035 г. была построена на основе системы 2030 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2035 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2030-2035 гг.

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

7.4.1 Шураб

Для данного периода исследования дополнительные 350 МВт выработки будут установлены в Шурабе. Линий, рекомендуемых в исследовании 2020 г., не достаточно для передачи данной



э/энергии и содержать в соответствии с N-1. Для вывода данной э/энергии и для соответствия с N-1 были добавлены две дополнительные линии 220 кВ. Рекомендуется двухцепная линия из Шураба до Кайраккума. Хотя только одна дополнительная линия требуется на данном этапе, ожидается, что выработка увеличится в Шурабе. С учетом этого, рекомендуется двухцепная линия, поскольку она дешевле обойдется по сравнению созданием двух отдельных линий цепи. Используемая номинальная мощность 346 МВА.

7.4.2 Санобад

Новая электростанция мощностью 125 МВт будет возведена в Санобаде. Для соединения с энергосистемой рекомендуется одна линия 220 кВ между Санобадом и Хатлоном. Выход из строя данной линии отсоединит данный генератор от энергосистемы. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для выдерживания аварийной ситуации тем самым не рекомендуются дополнительные линии. Новая подстанция 220 кВ построена в Санобаде схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована подстанция в Хатлоне путем добавления новой секции для подключения линии.

7.4.3 Нурек-2

На Нуреке добавлена новая гидроэлектростанция с четырьмя агрегатами, вырабатывающими 100 МВт. Данная новая электростанция будет подсоединена к существующей подстанции Нурек 220 кВ через одно соединение 220 кВ. Вывод из строя данной линии выведет электростанцию из энергосети. Достаточный вращающийся резерв поддерживается в системе для обслуживания аварийной ситуации тем самым одна линия 220 кВ будет достаточна. Новая подстанция 220 кВ построена на Нуреке-2 схема с двойной системой шин и одним выключателем и модернизирована существующая подстанция на Нуреке.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2035 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы .

7.4.4 Линия 220 кВ Нурек-Ордженикидзабад

К 2035 году увеличенная нагруженность в Ордженикидзабаде станет причиной перегрузки линии 220 кВ между Ордженикидзабадом и Нуреком для перегрузки системы в целом. Прошлая модернизация линии больше недостаточна для уменьшения перегрузки. Для уменьшения перегрузки рекомендуется вторая линия.

7.4.5 Тепловые перегрузки

Линии

Линии 220 кВ между Нурек-Себистон, Нурек-Яван и Себистон-Яван перегружены после выхода из строя одной из этих линий при N-1. Перегрузки можно уменьшить модернизировав линии на большую мощность. Модернизация линий является более экономичным вариантом из-за короткого расстояния между станциями. В Таблице E-63 представлен перечень линий, которые рекомендуется модернизировать на более высокую мощность.



Таблица Е - 64: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2030-2035 гг.

2035			
От шины 220 кВ	К шине 220 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Нурекская ГЭС	Себистон	276	346
Себистон	Лолазор	276	346
Нурекская ГЭС	Яван	276	346

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1 В Таблице Е-65 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 65: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035 г.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2035 г.				
От шины	К шине	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Душанбе 500	Душанбе 220	3	500/220	501
Рогун 220	Рогун 110	3	220/110	125
Узловая 220	Узловая 110	3	220/110	125
Канибадам 220,00	Канибадам 110	3	220/110	125

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2035 г. была разработана были обнаружены нарушение с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2035 году, представлен в Таблице Е-66.

Таблица Е - 66: Перечень добавленных конденсаторов для выдерживания напряжения

2035	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	20
Советская	10
Восе	10
Октябрьская	30
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

7.5 2039-й год

В данном разделе кратко излагаются объекты передачи и подстанций, необходимые для поддержки сети 2039 г. В течение данного периода планируется построить одну новую генерирующую установку 350 МВт в Шурабе. Все оборудования системы электропередачи, рекомендованные в предыдущие периоды, будут достаточны для поддержки как генерации, так и роста нагрузки в течение периода 2039 года. Таким образом, никаких новых средств передачи не требуется в течение этого периода. Модернизация линий, трансформаторы и конденсаторы для компенсации реактивной мощности необходимы для поддержания роста нагрузки и соответствия требованиям N-1, перечисленных в этом разделе.

Сеть 2039 г. была построена на основе системы 2035 г. с включением всех рекомендованных дополнений. Нагрузка была рассчитана таким образом, чтобы соответствовать прогнозу нагрузки 2039 г. Предполагается, что рост нагрузки будет одинаковым во всех регионах. Также была добавлена предлагаемая выработка в течение 2035-2039 гг.

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1.

Оборудование для производства э/энергии

7.5.1 Шураб

Для данного периода исследования дополнительные 350 МВт выработки будут установлены в Шурабе. Линия электропередачи, требуемая для вывода э/энергии из Шураба уже готова к эксплуатации. Нет необходимости в новых линиях.

Средства для выдерживания роста нагрузки

Вариант 2039 г. контролировался для определения исходных нарушений системы и корректировки системы были выполнены для смягчения этих нарушений. Анализ последствий аварий был выполнен для определения нарушений N-1 и были выявлены дополнительные ресурсы, необходимые для соответствия с требованиями N-1. Предполагаемая модернизация включает модернизацию линий (кабели), новые линии и добавление конденсаторов для компенсации реактивной мощности и трансформаторы. Из-за обнаруженных тепловых нарушений на линии 110 кВ мощностью линии 75 МВА рекомендуется модернизировать линии до 125 МВА. Строительство дополнительных линии предлагается в том случае, когда нарушения N-1 нельзя снизить путем модернизации линии. Аналогичная ситуация с линиями 220 кВ, если нарушения наблюдаются в линиях мощностью ниже 346 МВА, рекомендуется, чтобы повторно провести кабели в соответствии с данной мощностью. Ниже представлены объекты, которые добавлены для поддержки роста нагрузки и улучшения надежности системы.

7.5.2 Тепловые перегрузки

Линии

На некоторых линиях 110 кВ наблюдались тепловые нарушения и их можно уменьшить путем модернизации проводов. В Таблице E-67 указаны перегруженные линии и рекомендуемая мощность линии.

**Таблица Е - 67: Список линий, которые необходимо модернизировать к 2039 году.**

2039			
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)
Дангана	Амиршоев	75	125
Амиршоев	Ховалинг	75	125
Айни Б2	Айни А2	75	125

Новые трансформаторы

С увеличением нагрузки во всей системе некоторые трансформаторы перегружены свыше 80%. Выход из строя одного трансформатора может привести к перегрузке других трансформаторов. Поэтому новые трансформаторы должны быть добавлены для поддержания спроса N-1. В Таблица Е - 68 представлен список новых трансформаторов добавленных в систему.

Таблица Е - 68: Список трансформаторов, обслуживающих нагрузку 2035-2039 гг.

Трансформаторы, обслуживающие нагрузку 2039 г.				
От шины, название	К шине, название	№	Номинальное напряжение (кВ)	Основа обмотки МВА
Новая 220	Новая 110	P	220/110	200
Джангал 220	Джангал 110	P1	220/110	200
Бустон 220	Бустон 110	P1	220/110	150
Канибадам 220,00	Канибадам 110	F1	220/110	125

Поперечная компенсация для уменьшения аварийных ситуаций напряжения.

Когда сеть 2039 г. была разработана были обнаружены нарушения с напряжением всей системы и дополнительное нарушение было обнаружено с последующим выходом из строя линий N-1. Для уменьшения нарушений с напряжением и для соответствия с требованиями N-1 рекомендуются переключаемые конденсаторы. Список всех конденсаторов, необходимых к 2039 году, представлен в Таблица Е - 69.

Таблица Е - 69: Перечень добавленных компенсаторов для поддержки напряжения

2039	
Шина (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)
Новая	30
Гиссар	40
Советская	20
Восе	10
Руми	40
Кызыл-Су	10
Дангана	10
Ордженикидзабад	20
Джангал	20



Конденсаторы, указанные выше, обеспечивают показания объема компенсации реактивной мощности, необходимой в каждой из данных областей. Точное месторасположение данных конденсаторов может варьироваться с учетом фактического роста нагрузки. Дополнительные исследования должны быть выполнены для утверждения размера и местонахождения конденсаторов ближе ко времени реализации.

8 СРАВНЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПЕРЕДАЧИ

В данном разделе приводятся сравнения и особенности отличия между тремя планами увеличения передачи, которые представлены в предыдущих разделах. Рекомендуемые объекты передачи для каждого варианта выработки распределены по категориям, через которые необходимы для пропуска энергии и которые необходимы для обслуживания нагрузки. Линии электропередачи для вывода энергии отличаются в плане «Без» Рогунской ГЭС, если сравнивать его с планом С Рогунской ГЭС и планом с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС из-за различия в географическом месторасположении электростанций в этих трёх планах по увеличению выработки. Требования к передаче для вывода выработанной электроэнергии в рамках планов с Рогунской ГЭС и с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС одни и те же, отличаются они лишь сроками ввода в эксплуатацию тех или иных линий электропередач. Тем не менее, линии необходимые для выдерживания роста нагрузки и соответствия с требованиями N-1 в основном те же самые во всех трёх вариантах. Это потому, что график нагрузки используемый в обоих вариантах одинаковый.

Есть линии, которые относятся только к вариантам С/Ранний ввод Рогунской ГЭС, а есть линии, которые относятся только к варианту без Рогунской ГЭС. Эти линии добавлены как специальное обеспечение при аварийной ситуации для каждого варианта. Это может быть связано с разницей в передаче мощности из-за различного географического распределения выработки в каждом плане. Ниже указаны линии, которые отличаются в каждом варианте.

8.1 Линия Душанбе-Лолазор-Сангтуда 500 кВ и Рогун-Лолазор-Сангтуда 500 кВ

Линия Душанбе-Лолазор-Сангтуда 500 кВ рекомендуется для варианта без Рогунской ГЭС и линия Рогун-Лолазор-Сангтуда рекомендуется для вариантов с Рогунской ГЭС и с ранним вводом Рогунской ГЭС.

Основное различие между вариантами с Рогунской ГЭС и «Без Рогунской ГЭС» плана генерации заключается в географическом расположении генерирующей станции. В вариантах с Рогунской ГЭС, выработка преимущественно сосредоточена на юге, вокруг Рогуна и Нурека, а в варианте «Без Рогунской ГЭС» выработка преимущественно сосредоточена в Согдийской области. Расположение этих генерирующих станций определяет межсоединения, необходимые для передачи энергии, а также обслуживания нагрузки.

В Таджикистане, летние месяцы-это периоды низкой нагрузки с избыточной выработкой, доступной для экспорта. В рамках двух отдельных региональных соглашений о передаче энергии, Таджикистан планирует экспортировать 1300 МВт из Сангтудинской ГЭС и 1000 МВт из Лолазор в Афганистан и Пешавар. Из 1300 МВт, 455 МВт поставляется из Кыргызстана, а остальное будет поставляться Таджикистаном. В целях содействия этой передаче, в рамках проекта CASA 1000 строится две линии 500 кВ переменного тока, одна между Кыргызстаном и Согдийской области, а другая между Регаром и Сангтудой. В результате, линии 500 кВ между Душанбе - Регар и Регар-Сангтудой становятся основными линиями передачи энергии. Выход из строя любой линии, особенно при условии низкой нагрузки может стать причиной нестабильности энергосети в Таджикистане. Вторая линия необходима для предоставления поддержки при аварийной ситуации.

В рамках второго соглашения об экспорте энергии, планируется создание новую подстанцию 500 кВ в Лолазоре. В зависимости от варианта генерации, эта станция может поставляться либо из Нурекской/ Рогунской ГЭС, либо из Душанбе, чтобы содействовать экспорту. В плане генерации «Без Рогунской ГЭС» рекомендуется соединить Лолазор с Душанбе. В плане, предусматривающем строительство Рогунской ГЭС, производство энергии в основном сосредоточено на юге, а передача энергии в основном с севера на юг. С запуском Рогунской гидроэлектростанции, он станет основным источником энергии как для экспорта так и для местного электроснабжения. Рекомендуется прямая линия между Рогуном и Лолазор для содействия в экспорте энергии.



Независимо от варианта, выход из строя линии 500 кВ до Лолазор представляет собой одну из основных аварий и приведет к нестабильности в сети Таджикистана.

Подключение двух экспортирующих станций, Лолазор и Сангтуда, линией 500 кВ обеспечит поддержку в случаях аварий для всех вариантов генерации. Это приведет к кольцеобразной схеме сети 500 кВ между концентратором генерации и экспортирующей станцией. В варианте «Без Рогунской ГЭС» рекомендуемым соединением является линия Душанбе-Регар-Сангтуда-Лолазор как показана на Рисунок Е - 28 и в вариантах Рогунской ГЭС рекомендуемым соединением является Душанбе-Регар-Сангтуда-Лолазор-Рогун как показано на Рисунок Е - 29. Такая конфигурация гарантирует, что концентраторы генерации всегда соединены с экспортными точками при выходе из строя линии 500 кВ N-1. Это намного улучшит надежность и стабильность системы. Данная сеть 500 кВ также будет поддерживать общую сеть во время пиковых нагрузок.

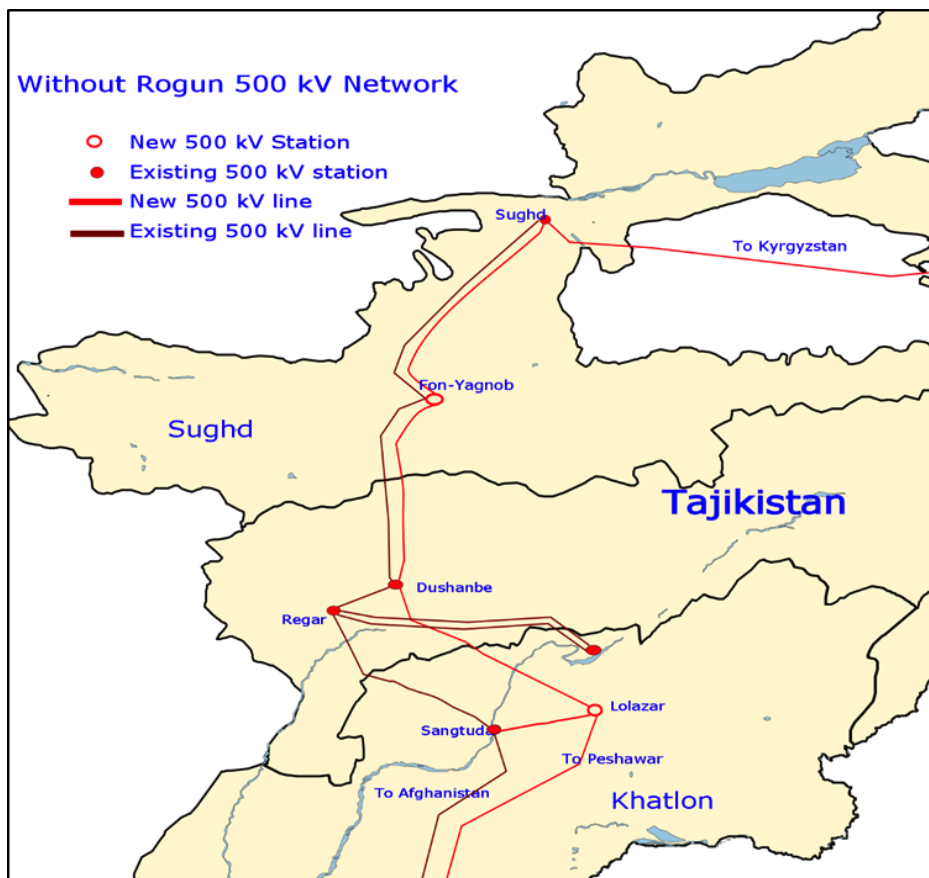


Рисунок Е - 28: Сеть 500 кВ план без Рогунской ГЭС



Рисунок Е - 29: Сеть 500 кВ план с Рогунской ГЭС

8.2 ПОТЕРИ

Потери передачи подлежат уточнению в случае пиковой нагрузки с максимальной выработкой и максимальным экспортом. Он представляет наихудший случай потери при передаче. Общие потери передачи в обоих случаях составляют 3-4%. Потери при передаче в рамках вариантов без, с и ранний ввод Рогунской ГЭС приведены в Таблице Е-70, Таблице Е-71 и Таблице Е-72 соответственно.

Таблица Е - 70: Потери передачи с Планом без Рогунской ГЭС

Потери при пиковых нагрузках (зимний период) без Рогунской ГЭС					
Год	2020	2025	2031	2035	2039
Выработка (МВт)	4 624	5 223	6 204	6 902	7 750
P нагрузка (МВт)	4 481	5 073	6 014	6 673	7 473
Потери (МВт)	142,2	149,5	189,9	228,7	276,2
% потерь	3,1	2,9	3,1	3,3	3,6



Таблица Е - 71: Потери передачи при плане с Рогунской ГЭС

Потери при пиковых нагрузках (зимний период) с Рогунской ГЭС					
Год	2020	2025	2030	2035	2039
Выработка (МВт)	4 627	5 207	6 030	6 947	7 800
P нагрузка (МВт)	4 481	5 072	5 835	6 673	7 473
Потери (МВт)	146,2	134,3	194,4	273,5	326,4
Потери, %	3,2	2,6	3,2	3,9	4,2

Таблица Е - 72: Потери передачи при плане с ранним вводом Рогунской ГЭС

Потери при пиковых нагрузках (зимний период) с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС					
Год	2020	2025	2030	2035	2039
Выработка (МВт)	4 622	5 222	6 037	6 944	7 800
P нагрузка (МВт)	4 481	5 073	5 834	6 673	7 473
Потери (МВт)	140,8	148,4	202,6	270,1	326,7
Потери, %	3,0	2,8	3,4	3,9	4,2

9 СТОИМОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ СЕТИ

В данном разделе кратко изложены вся модернизация передачи предлагаемого плана без Рогунской ГЭС и с Рогунской ГЭС, представлена смета затрат связанная с каждым компонентом. Стоимость модернизации разделена по категориям на:

- Стоимость передающих линий
- Стоимость подстанций
- Стоимость поперечной компенсации
- Стоимость замены проводов на линии.

9.1 СЕБЕСТОИМОСТЬ ЕДИНИЦЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

9.1.1 Линии электропередач

Стоимость линий была оценена при условии, что тип провода аналогичного тому, который в настоящее время используется в Таджикистане. Стоимость строительства линий изменяется в зависимости от местности. Поскольку нет никакой информации о трассе и характере местности, по которой проходят эти линии. Предполагалось, что 25% каждой линии проходит через горы и оставшаяся 75% проходит через долины. Неизвестная длина линий была получена путем измерения расстояния между двумя точками с использованием Google Maps. Предполагается, что у новых линий один и тот же МВА, что и у самой высокой номинальной мощности, доступной для линий на каждом уровне напряжения в текущей системе. Стандартный коэффициент учёта затрат для питания новой сети и строительство указаны в Таблица Е - 73.

Таблица Е - 73: Стандартные коэффициенты затрат для новой линии электропередач

Коэффициент расчёта затрат для поставки и строительства новой линии (СИГРЭ ВГ 22.09 - Общий проект)						
Материалы	Строительство	Приблизительные материальные затраты на составляющие детали				
		Башни	Провод	Основание	Изоляторы	Грозозащитный провод
64%	36%	36%	33%	19%	8%	3%



Удельные издержки для линии электропередач на различных уровнях напряжения представлены в Таблица Е - 74

Таблица Е - 74: Удельные издержки линий электропередач

Местность	Капитальные затраты на линии электропередач (дол. США/км)			
	500 кВ	Двухцепная линия 220 кВ	Одноцепная линия 220 кВ	Одноцепная линия 110 кВ
Горы	750 тыс. дол. США	405 тыс. дол. США	300 тыс. дол. США	225 тыс. дол. США
Долина	570 тыс. дол. США	300 тыс. дол. США	225 тыс. дол. США	165 тыс. дол. США

9.1.2 Стоимость подстанций

Стоимость каждой подстанции рассчитывалась с учетом схемы с одним выключателем и двойной системой шин для всех подстанций 110 кВ и 220 кВ. Она соответствует существующим станциям в Таджикистане. Для всех подстанций 500 кВ стоимость рассчитывалась исходя из схемы с тремя блоками выключателей (полупорная схема выключателя). На Рисунок Е - 12 изображено типовое расположение подстанции. Стоимость каждой новой подстанции и модернизации подстанции была рассчитана с учетом расположения указанного на Рисунок Е - 12.

В Таблица Е - 75 представлена предполагаемая стоимость подстанции. Блок с одним выключателем состоит из стоимости закладки фундамента, стали, проводников и изоляторов. Предполагается, что у каждой схемы выключателя будет три трансформатора тока и два разъединителя. Концевая заделка деталей состоит из предполагаемой стоимости для трех трансформаторов напряжения и одного разъединителя или диэлектрика.

Таблица Е - 75: Приблизительная стоимость оборудования подстанции

Приблизительная стоимость оборудования			
Единицы оборудования	500 кВ	220 кВ	110 кВ
Площадка с одним выключателем	200 000 \$	100 000 \$	75 000 \$
Выключатель+трансформатор тока+разъединители	950 000 \$	490 000 \$	225 000 \$
Концевое устройство детали (MOD + трансформаторы напряжения)	225 000 \$	120 000 \$	95 000 \$
Рабочая сила и техническая разработка	618 750 \$	319 500 \$	177 750 \$

Ориентировочная стоимость трансформатора используемая в определении стоимости подстанции перечислена в Таблица Е - 76.

Таблица Е - 76: Стоимость трансформатора

Трансформаторы	Стоимость
500 МВА	4 000 000 \$
250 МВА	2 000 000 \$
200 МВА	1 500 000 \$
150 МВА	1 125 000 \$
63 МВА	472 500 \$

**9.1.3 Прочие расходы**

Рекомендуемые конденсаторы - это переключаемые конденсаторы и стоимость была рассчитана примерно в 14 дол. США за КВАр на уровне 13,8 кВ.

Для настоящего исследования предполагается, что ежегодные затраты на эксплуатацию и ремонт будут составлять 1,5% в год от общего объема капитальных вложений для каждой единицы оборудования. Нельзя не отметить, что для эксплуатации и технического обслуживания передающих линий требуется низкий процент, тогда как для оборудования подстанции требуется более высокий процент, таким образом, выбранное значение представляет среднюю величину по всему передающему оборудованию.

9.2 Стоимость добавления сети для увеличения системы без Рогунской ГЭС**9.2.1 Линии электропередач**

Список всех рекомендуемых линий вместе с используемой мощностью и их стоимостью указан в Таблица Е - 77.

Таблица Е - 77: Стоимость линий электропередач при варианте без Рогунской ГЭС.

Без Рогунской ГЭС						
2020						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 500 кВ	Фон Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1	110 700 000 \$
Сугд 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	130	1	79 950 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1	12 187 500 \$
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1	24 375 000 \$
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1	21 937 500 \$
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 500 \$
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1	286 875 \$
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1	3 825 000 \$
2025						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	85	1	52 275 000 \$
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1	12 300 000 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	2	4 875 000 \$
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1	60 937 500 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2	26 100 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80		
Новая 220 кВ	Душанбе 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 500 \$
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	13	1	2 409 750 \$
Джангал 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1	4 781 250 \$



Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1	2 295 000 \$
2030						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	2	6 525 000 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20		
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15	1	2 887 875 \$
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1	573 750 \$
Гиссар 110 кВ	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	12	1	2 199 375 \$
Джангал 110 кВ	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1	2 677 500 \$
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	8	1	1 434 375 \$
2035						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Нурекская ГЭС-2 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47	1	11 480 625 \$
2039						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Айни 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1	1 218 750 \$
Рудаки 220 кВ	Зидды 220 кВ	1	346	5	1	1 218 750 \$
ВСЕГО						478 558 875 \$

9.2.2 Стоимость подстанций

Общая расчетная стоимость каждой подстанции включает стоимость трансформаторов и ассоциированных расходы на рабочую силу и инженерно-техническое обеспечение. В Таблица Е - 78 представлена расчетная стоимость подстанции (новой или расширение существующей).

Таблица Е - 78: Расчетная стоимость подстанции без Рогунской ГЭС

Название подстанции	Уровень напряжения, кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Шурабская генераторная станция	220	3 127 500 \$	5 212 500 \$				8 340 000 \$
Кайраккум	220	2 130 000 \$	3 195 000 \$				5 325 000 \$
Канибадам	220	2 588 750 \$				2 588 750 \$	5 177 500 \$
Фон-Ягнобская генераторная станция	500	10 050 000 \$		5 025 000 \$	10 050 000 \$	5 025 000 \$	30 150 000 \$
Айни	220	1 318 985 \$		1 318 985 \$			2 637 970 \$
Зидды	220					4 260 000 \$	4 260 000 \$
Рудаки	220	1 807 780 \$					1 807 780 \$
Согд	500	4 895 000 \$					4 895 000 \$
Согд	220	2 130 000 \$					2 130 000 \$
Ленинабад 220 кВ	220	8 895 964 \$					8 895 964 \$
Ленинабад	110	880 892 \$					880 892 \$
Дехмой	110		2 246 379 \$				2 246 379 \$



Название подстанции	Уровень напряжения, кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Ходжент	220		3 233 710 \$				3 233 710 \$
Бустон	220		3 290 643 \$				3 290 643 \$
Пролетарск	110		2 605 869 \$				2 605 869 \$
Душанбе	500	6 633 401 \$	6 633 401 \$		725 000 \$		13 991 801 \$
Душанбе	220		936 837 \$	1 873 674 \$	936 837 \$		3 747 348 \$
Новая	220	2 290 317 \$	2 290 317 \$			2 290 317 \$	6 870 950 \$
Новая	110	529 050 \$		529 050 \$		529 050 \$	1 587 149 \$
Заводская	220		7 680 000 \$	3 840 000 \$			11 520 000 \$
Заводская	110		2 274 505 \$	568 626 \$			2 843 132 \$
Джангал	220	2 953 338 \$				2 953 338 \$	5 906 675 \$
Джангал	110	583 544 \$	583 544 \$	583 544 \$		583 544 \$	2 334 177 \$
Герань	220	5 912 863 \$	1 182 573 \$				7 095 436 \$
Герань 110 кВ	110		1 106 000 \$				1 106 000 \$
Ордженикидзаба д	220	5 214 635 \$		2 607 317 \$	2 607 317 \$		10 429 270 \$
Ордженикидзаба д	110	185 190 \$		370 379 \$			555 569 \$
Северная	110		592 500 \$	592 500 \$			1 185 000 \$
Нурекская генераторная станция	220		5 479 806 \$				5 479 806 \$
Нурекская ГЭС	220		307 667 \$		615 333 \$		923 000 \$
Прядильная	110	592 500 \$					592 500 \$
Курган-Тюбе	110	1 666 707 \$					1 666 707 \$
Рогунская ГЭС	220				2 752 500 \$		2 752 500 \$
Рогун 110 кВ	110				553 000 \$		553 000 \$
Хатлон	220	2 041 095 \$	2 041 095 \$	2 041 095 \$			6 123 284 \$
Хатлон	110	1 111 138 \$		1 111 138 \$			2 222 276 \$
Бохтар	110			2 222 276 \$			2 222 276 \$
Сангтуда	500	4 962 793 \$	14 888 379 \$				19 851 172 \$
Сангтуда	200	991 188 \$					991 188 \$
Гиссар	110			1 417 000 \$			1 417 000 \$
Дангана	110			513 500 \$			513 500 \$
Сомони	110			513 500 \$			513 500 \$
Лолазор	500		10 757 500 \$				10 757 500 \$
Бахористон	220	923 000 \$					923 000 \$
Лолазор	220		923 000 \$				923 000 \$
ИТОГО		74 415 628 \$	77 461 223 \$	25 127 586 \$	18 239 988 \$	18 229 998 \$	213 474 423 \$

9.2.3 Стоимость конденсаторов

В Таблице Е-79 приведён список конденсаторов, которые необходимы для варианта без Рогунской ГЭС и ассоциированная стоимость. Общая поперечная компенсация 1 850 МВАр необходима к 2039 году.



Таблица Е - 79: Стоимость конденсаторов плана без Рогунской ГЭС

Общее количество конденсаторов в системе		
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)	Стоимость (дол. США)
Рудаки 110	20	280 000 \$
Гиссар	30	420 000 \$
Айни 110	30	420 000 \$
Ашт 110 кВ	40	560 000 \$
Канибадам 110	30	420 000 \$
КНС 110	20	280 000 \$
Тутак 5 110 кВ	60	840 000 \$
Узловая	100	1 400 000 \$
Protelet	60	840 000 \$
Ленинабад	120	1 680 000 \$
Дзержинская 110	140	1 960 000 \$
Гиссар	140	1 960 000 \$
Советская	80	1 120 000 \$
Ломон5 110	100	1 400 000 \$
Ай-Канар 110	50	700 000 \$
Руми	120	1 680 000 \$
Шугн5 110	30	420 000 \$
Октябрьская 110	60	840 000 \$
Новая	240	3 360 000 \$
Восе 110	50	700 000 \$
Дангана	70	980 000 \$
Ордженикидзабад	40	560 000 \$
Кизил5 110	30	420 000 \$
Джизукрут2 110	10	140 000 \$
Джангал	80	1 120 000 \$
Восточная 110	100	1 400 000 \$
Итого	1850	25 900 000 \$

9.2.4 Стоимость замены проводов на линиях

Для обеспечения дополнительной пропускной способности и снижения тепловых нарушений необходимо провести модернизацию некоторых существующих линий. В Таблице Е-80 изображен список линий, которые необходимо модернизировать и ассоциированная стоимость модернизации. Новая пропускная способность этих линий была принята, такая же как самая высокая пропускная способность линии, которая в настоящее время используется в системе Таджикистана для каждого уровня напряжения. Для исключения необходимости в модернизации прочности башенной опоры был выбран провод со схожим размером и весом. Опыт Manitoba Hydro состоит в том, что стоимость замены линий электропередачи составляет от 20% до 30% стоимости строительства новой линии.

**Таблица Е - 80: Стоимость модернизации линий**

Модернизация линий						
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Год	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)	Протяженность	Стоимость
Головная ГЭС	Ломоносова	2014	75	125	15,8	739 440 \$
Прядильная	Курган-Тюбе	2014	75	125	1,5	70 200 \$
Курган-Тюбе	Чапаева	2014	75	125	20	936 000 \$
Куляб	Хатлон (Двухцепная)	2014	75	125	8	530 400 \$
Кайраккум (Двухцепная)	Ленинабад (Двухцепная)	2014	75	125	10,4	689 520 \$
Нурекская ГЭС	Ордженикидзаба д (Двухцепная)	2014	276	346	49,8	3 156 075 \$
Бустон	Заводская	2020	75	125	6	280 800 \$
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Новая	Промышленная (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Джангал	Гиссар	2020	75	125	25,8	1 207 440 \$
Шурсай (Двухцепная)	Ордженикидзаба д (Двухцепная)	2020	75	125	5,6	371 280 \$
Хатлон	Сомони (Двухцепная)	2020	75	125	10	663 000 \$
Бохтар	Сомони	2020	75	125	8	374 400 \$
Джангал	Советская (Двухцепная)	2025	75	125	12	795 600 \$
Бохтар	Дангана	2025	75	125	15,1	706 680 \$
Северная	Восточная (Двухцепная)	2030	75	125	18	1 193 400 \$
Ордж-абад	КВЗ	2030	75	125	17,3	809 640 \$
Новая	Северная (Двухцепная)	2030	75	125	7,5	497 250 \$
Нурекская ГЭС	Себистон	2035	276	346	25	1 584 375 \$
Себистон	Лолазор	2035	276	346	16,1	1 020 338 \$
Нурекская ГЭС	Яван	2035	276	346	2,5	158 438 \$
Дангана	Амиршоев	2039	75	125	7,2	336 960 \$
Амиршоев	Ховалинг	2039	75	125	3	140 400 \$
Айни Б2	Айни А2	2039	75	125	7	327 600 \$
ВСЕГО						17 795 895 \$

9.3 Стоимость прироста сети для увеличения выработки с Рогунской ГЭС

9.3.1 Линии электропередач

Список всех рекомендуемых линий вместе с используемой мощностью и их стоимостью указан в Таблице Е-81

**Таблица Е - 81: Стоимость линий электропередач при варианте с Рогунской ГЭС**

С Рогунской ГЭС						
2020						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1	110 700 000 \$
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1	79 950 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	2	4 875 000 \$
Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1	12 187 500 \$
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1	24 375 000 \$
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1	21 937 500 \$
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 500 \$
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1	286 875 \$
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1	3 825 000 \$
2025						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2	101 625 000 \$
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100		
Рогун 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	100	1	61 500 000 \$
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1	12 300 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2	26 100 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80		
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2	1 631 250 \$
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5		
Бустон2 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 502 \$
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1	4 781 250 \$
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	13	1	2 409 750 \$
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1	2 295 000 \$
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1	60 937 500 \$
2030						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	1	6 525 000 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20		
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15	1	2 887 875 \$
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1	573 750 \$



Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1	2 677 500 \$
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	12	1	2 199 375 \$
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	8	1	1 434 375 \$
2035						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47	1	11 480 625 \$
ВСЕГО						588 602 627 \$

9.3.2 Стоимость подстанций

Общая расчетная стоимость каждой подстанции включает стоимость трансформаторов и ассоциированных расходы на рабочую силу и инженерно-техническое обеспечение. В Таблица Е - 82 представлена расчетная стоимость подстанции (новой или расширение существующей).

Таблица Е - 82: Расчетная стоимость подстанции с Рогунской ГЭС

Название подстанции	Уровень напряжения , кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Шурабская генераторная станция	220	3 970 214 \$	2 977 661 \$			992 554 \$	7 940 428 \$
Кайраккум	220	3 351 947 \$	2 234 632 \$				5 586 579 \$
Канибадам	220	2 834 444 \$					2 834 444 \$
Фон-Ягнобская генераторная станция	500	13 065 000 \$					13 065 000 \$
Айни	220	2 785 189 \$					2 785 189 \$
Рудаки	220	1 807 780 \$					1 807 780 \$
Согд	500	4 895 000 \$					4 895 000 \$
Согд	220	2 028 571 \$					2 028 571 \$
Ленинабад 220 кВ	220	8 895 964 \$					8 895 964 \$
Ленинабад	110	880 892 \$					880 892 \$
Дехмой	110		2 246 379 \$				2 246 379 \$
Ходжент	220		3 233 710 \$				3 233 710 \$
Бустон	220		3 290 643 \$				3 290 643 \$
Пролетарск	110		2 605 869 \$				2 605 869 \$
Рогун 1	220		2 572 500 \$	2 572 500 \$			5 145 000 \$
Рогунская ГЭС	500		10 735 833 \$	21 471 667 \$			32 207 500 \$
Рогунская ГЭС	110			553 000 \$			553 000 \$
Душанбе	500	7 277 060 \$	7 277 060 \$				14 554 120 \$
Душанбе	220		936 837 \$	1 873 674 \$	936 837 \$		3 747 348 \$
Новая	220	2 290 317 \$	2 290 317 \$			2 290 317 \$	6 870 950 \$
Новая	110	529 050 \$		529 050 \$		529 050 \$	1 587 149 \$
Заводская	220		7 680 000 \$	3 840 000 \$			11 520 000 \$
Заводская	110		2 274 505 \$	568 626 \$			2 843 132 \$
Джангал	220	2 953 338 \$				2 953 338 \$	5 906 675 \$



Название подстанции	Уровень напряжения, кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Джангал	110	583 544 \$	583 544 \$	583 544 \$		583 544 \$	2 334 177 \$
Герань	220	5 912 863 \$	1 182 573 \$				7 095 436 \$
Герань 110	110		1 106 000 \$				1 106 000 \$
Ордженикидзаба д	220	5 214 635 \$		2 607 317 \$	2 607 317 \$		10 429 270 \$
Ордженикидзаба д	110	185 190 \$		370 379 \$			555 569 \$
Северная	110		592 500 \$	592 500 \$			1 185 000 \$
Нурекская новая генераторная станция	220		5 479 806 \$				5 479 806 \$
Нурекская Н	220		307 667 \$		615 333 \$		923 000 \$
Прядильная	110	592 500 \$					592 500 \$
Курган-Тюбе	110	1 666 707 \$					1 666 707 \$
Хатлон	220	2 041 095 \$	2 041 095 \$	2 041 095 \$			6 123 284 \$
Хатлон	110	1 111 138 \$		1 111 138 \$			2 222 276 \$
Бохтар	110			2 222 276 \$			2 222 276 \$
Сангтуда	500	4 962 793 \$	14 888 379 \$				19 851 172 \$
Сангтуда	200	991 188 \$					991 188 \$
Гиссар	110			1 417 000 \$			1 417 000 \$
Дангана	110			513 500 \$			513 500 \$
Сомони	110			513 500 \$			513 500 \$
Лолазор	500		10 757 500 \$				10 757 500 \$
Лолазор	220		923 000 \$				923 000 \$
Бахористон	220	923 000 \$					923 000 \$
ВСЕГО		81 749 418 \$	88 218 007 \$	43 380 767 \$	4 159 488 \$	7 348 802 \$	224 856 482 \$

9.3.3 Стоимость конденсаторов

В Таблица Е - 83 приведен список конденсаторов, которые необходимы для варианта с Рогунской ГЭС и их ассоциированная стоимость. Общая поперечная компенсация 1630 МВАр необходима к 2039 году.

Таблица Е - 83: Стоимость батарей конденсаторов варианта с Рогунской ГЭС.

Общее количество конденсаторов в системе		
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)	Стоимость (дол. США)
Гиссар	30	420 000 \$
Рудаки	20	280 000 \$
Айни	30	420 000 \$
Ашт	40	560 000 \$
КНС	20	280 000 \$
Узловая	100	1 400 000 \$
Новая	150	2 100 000 \$
Дзержинская	140	1 960 000 \$
Гиссар 5	140	1 960 000 \$



Общее количество конденсаторов в системе		
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)	Стоимость (дол. США)
Советская	80	1 120 000 \$
Восе	50	700 000 \$
Ломоносова	100	1 400 000 \$
Ай-Канар	50	700 000 \$
Руми	120	1 680 000 \$
Тутак	60	560 000 \$
Шугну	30	420 000 \$
Протлет	80	1 120 000 \$
Ленинабадская	80	1 120 000 \$
Октябрьская	80	1 120 000 \$
Кызыл-Су	30	420 000 \$
Дангана	30	420 000 \$
Ордженикидзабад	40	560 000 \$
Канибадам	30	280 000 \$
Нау	20	280 000 \$
Джангал	80	1 120 000 \$
Итого	1630	22 400 000 \$

9.3.4 Стоимость замены проводов на линиях

Для обеспечения дополнительной пропускной способности и снижения тепловых нарушений необходимо провести модернизацию некоторых существующих линий. В Таблица Е - 84 приведён список линий, которые необходимо модернизировать, и соответствующая стоимость модернизации. Новая пропускная способность этих линий была рекомендована, такой же как самая высокая пропускная способность линии, которая в настоящее время используется в системе Таджикистана для каждого уровня напряжения. Для исключения необходимости в модернизации прочности башенной опоры был выбран провод со схожим размером и весом. Опыт Manitoba Hydro состоит в том, что стоимость замены линий электропередачи составляет от 20% до 30% стоимости строительства новой линии.

Таблица Е - 84: Стоимость модернизации линий

Модернизация линий						
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Год	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)	Протяженность	Стоимость
Головная ГЭС	Ломоносова	2014	75	125	15,8	739 440 \$
Прядильная	Курган-Тюбе	2014	75	125	1,5	70 200 \$
Курган-Тюбе	Чапаева	2014	75	125	20	936 000 \$
Куляб	Хатлон (Двухцепная)	2014	75	125	8	530 400 \$
Кайраккум (Двухцепная)	Ленинабад (Двухцепная)	2014	75	125	10,4	689 520 \$
Нурекская ГЭС	Ордженикидзабад (Двухцепная)	2014	276	346	49,8	3 156 075 \$
Бустон	Заводская	2020	75	125	6	280 800 \$



Модернизация линий						
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Год	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)	Протяженность	Стоимость
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Новая	Промышленная (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Джангал	Гиссар	2020	75	125	25,8	1 207 440 \$
Шурсай (Двухцепная)	Ордженикдзабад (Двухцепная)	2020	75	125	5,6	371 280 \$
Хатлон	Сомони (Двухцепная)	2020	75	125	10	663 000 \$
Бохтар	Сомони	2020	75	125	8	374 400 \$
Джангал	Советская (Двухцепная)	2025	75	125	12	795 600 \$
Бохтар	Дангана	2025	75	125	15,1	706 680 \$
Северная	Восточная (Двухцепная)	2030	75	125	18	1 193 400 \$
Ордж-абад	КВЗ	2030	75	125	17,3	809 640 \$
Новая	Северная (Двухцепная)	2030	75	125	7,5	497 250 \$
Нурекская ГЭС	Себистон	2035	276	346	25	1 584 375 \$
Себистон	Лолазор	2035	276	346	16,1	1 020 338 \$
Нурекская ГЭС	Яван	2035	276	346	2,5	158 438 \$
Дангана	Амиршоев	2039	75	125	7,2	336 960 \$
Амиршоев	Ховалинг	2039	75	125	3	140 400 \$
Айни Б2	Айни А2	2039	75	125	7	327 600 \$
ВСЕГО						17 795 895 \$

9.4 Стоимость дополнений сети при плане расширения с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

9.4.1 Линии электропередач

Список всех рекомендуемых линий вместе с используемой мощностью и их стоимостью указан в Таблице Е-85.

Таблица Е - 85: Стоимость линий электропередач при варианте с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

С учётом раннего ввода Рогунской ГЭС							
2020							
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты	
Душанбе 500 кВ	Фон-Ягноб 500 кВ	1	2000	180	1	110 700 000 \$	
Фон-Ягноб 500 кВ	Сугд 500 кВ	2	2000	130	1	79 950 000 \$	
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	1	2000	100	2	101 625 000 \$	
Рогунская ГЭС 500 кВ	Душанбе 500 кВ	2	2000	100			
Кайраккум 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$	
Канибадам 220 кВ	Шураб 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$	
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	20	2	4 875 000 \$	



Сугд 220 кВ	Ленинабад 220 кВ	1	346	50	1	12 187 500 \$
Бахористон 220 кВ	Айни 220 кВ	1	346	100	1	24 375 000 \$
Айни 220 кВ	Рудаки 220 кВ	1	346	90	1	21 937 500 \$
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	1	346	5	2	1 631 250 \$
Рогун 220 кВ	Рогун 220 кВ	2	346	5		
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 500 \$
Курган-Тюбе 110 кВ	Прядильная 110 кВ	1	125	2	1	286 875 \$
Чапаева 110 кВ	Курган-Тюбе 110 кВ	1	125	20	1	3 825 000 \$
2025						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Рогун 500 кВ	Лолазор 500 кВ	1	2000	100	1	61 500 000 \$
Лолазор 500 кВ	Сангтуда 500 кВ	1	2000	20	1	12 300 000 \$
Душанбе 220 кВ	Новая 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	1	346	20	1	4 875 000 \$
Бустон 110 кВ	Заводская 110 кВ	1	125	6	1	1 147 502 \$
Джангал 1100 кВ	Северная 110 кВ	1	125	25	1	4 781 250 \$
Дехмой 110 кВ	Худжанд 110 кВ	1	125	13	1	2 409 750 \$
Пролетарск 110 кВ	Дехмой 110 кВ	1	125	12	1	2 295 000 \$
2030						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20	2	6 525 000 \$
Душанбе 220 кВ	Заводская 220 кВ	2	346	20		
Бохтар 110 кВ	Дагана 110 кВ	1	125	15	1	2 887 875 \$
Бохтар 110 кВ	Сомони 110 кВ	1	125	3	1	573 750 \$
Джангал 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	14	1	2 677 500 \$
Гиссар 110 кВ*	Гиссар СТЛ 110 кВ	1	125	12	1	2 199 375 \$
Новая 110 кВ	Северная 110 кВ	1	125	8	1	1 434 375 \$
2035						
От шины	К шине	№	Номинальная мощность (МВА)	(км)	Цепи	Затраты
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	2	346	80	2	26 100 000 \$
Кайраккум 220 кВ	Шураб 220 кВ	3	346	80		
Нурек новый 220 кВ	Нурек 220 кВ	1	346	25	1	6 093 750 \$
Хатлон 220 кВ	Санобад 220 кВ	1	346	250	1	60 937 500 \$
Нурекская ГЭС 220 кВ	Ордженикидзабад 220 кВ	1	346	47	1	11 480 625 \$
ВСЕГО						588 602 627 \$



9.4.2 Стоимость подстанций

Общая расчетная стоимость каждой подстанции включает стоимость трансформаторов и ассоциированных расходы на рабочую силу и инженерно-техническое обеспечение. В Таблица Е - 86 представлена расчетная стоимость подстанции (новой или расширение существующей).

Таблица Е - 86: Расчетная стоимость подстанции с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

Название подстанции	Уровень напряжения, кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Шурабская генераторная станция	220	3 970 214 \$			2 977 661 \$	992 554 \$	7 940 428 \$
Кайраккум	220	3 351 947 \$			2 234 632 \$		5 586 579 \$
Канибадам	220	2 834 444 \$					2 834 444 \$
Фон-Ягнобская генераторная станция	500	13 065 000 \$					13 065 000 \$
Айни	220	2 785 189 \$					2 785 189 \$
Рудаки	220	1 807 780 \$					1 807 780 \$
Согд	500	4 895 000 \$					4 895 000 \$
Согд	220	2 028 571 \$					2 028 571 \$
Ленинабад 220 кВ	220	8 895 964 \$					8 895 964 \$
Ленинабад	110	880 892 \$					880 892 \$
Дехмой	110		2 246 379 \$				2 246 379 \$
Ходжент	220		3 233 710 \$				3 233 710 \$
Бустон	220		3 290 643 \$				3 290 643 \$
Пролетарск	110		2 605 869 \$				2 605 869 \$
Рогун 1	220	2 572 500 \$	2 572 500 \$				5 145 000 \$
Рогунская ГЭС	500	10 735 833 \$	21 471 667 \$				32 207 500 \$
Рогунская ГЭС	110			553 000 \$			553 000 \$
Душанбе	500	7 277 060 \$	7 277 060 \$				14 554 120 \$
Душанбе	220		936 837 \$	1 873 674 \$	936 837 \$		3 747 348 \$
Новая	220	2 290 317 \$	2 290 317 \$			2 290 317 \$	6 870 950 \$
Новая	110	529 050 \$		529 050 \$		529 050 \$	1 587 149 \$
Заводская	220		7 680 000 \$	3 840 000 \$			11 520 000 \$
Заводская	110		2 274 505 \$	568 626 \$			2 843 132 \$
Джангал	220	2 953 338 \$				2 953 338 \$	5 906 675 \$
Джангал	110	583 544 \$	583 544 \$	583 544 \$		583 544 \$	2 334 177 \$
Герань	220	5 912 863 \$	1 182 573 \$				7 095 436 \$
Герань 110	110		1 106 000 \$				1 106 000 \$
Ордженикидзаба д	220	5 214 635 \$		2 607 317 \$	2 607 317 \$		10 429 270 \$
Ордженикидзаба д	110	185 190 \$		370 379 \$			555 569 \$
Северная	110		592 500 \$	592 500 \$			1 185 000 \$
Нурекская новая генераторная станция	220			5 479 806 \$			5 479 806 \$
Нурекская Н	220			307 667 \$	615 333 \$		923 000 \$
Прядильная	110	592 500 \$					592 500 \$
Курган-Тюбе	110	1 666 707 \$					1 666 707 \$



Название подстанции	Уровень напряжения, кВ	2020	2025	2030	2035	2039	Итого
Хатлон	220	2 041 095 \$		4 082 189 \$			6 123 284 \$
Хатлон	110	1 111 138 \$		1 111 138 \$			2 222 276 \$
Бохтар	110			2 222 276 \$			2 222 276 \$
Сангтуда	500	4 962 793 \$	14 888 379 \$				19 851 172 \$
Сангтуда	200	991 188 \$					991 188 \$
Гиссар	110			1 417 000 \$			1 417 000 \$
Дангана	110			513 500 \$			513 500 \$
Сомони	110			513 500 \$			513 500 \$
Лолазор	500		10 757 500 \$				10 757 500 \$
Лолазор	220		923 000 \$				923 000 \$
Бахористон	220	923 000 \$					923 000 \$
ВСЕГО		95 057 751 \$	85 912 982 \$	27 165 168 \$	9 371 780 \$	7 348 802 \$	224 856 482 \$

9.4.3 Стоимость конденсаторов

В Таблица Е - 87 приведен список конденсаторов, которые необходимы для варианта с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС и их ассоциированная стоимость. Общая поперечная компенсация 111 630 МВАр необходима к 2039 году.

Таблица Е - 87: Стоимость батарей конденсаторов варианта с Рогунской ГЭС.

Общее количество конденсаторов в системе		
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)	Стоимость (дол. США)
Гиссар	30	420 000 \$
Рудаки	20	280 000 \$
Айни	30	420 000 \$
Ашт	40	560 000 \$
КНС	20	280 000 \$
Узловая	100	1 400 000 \$
Новая	150	2 100 000 \$
Дзержинская	140	1 960 000 \$
Гиссар 5	140	1 960 000 \$
Советская	80	1 120 000 \$
Восе	50	700 000 \$
Ломоносова	100	1 400 000 \$
Ай-Канар	50	700 000 \$
Руми	120	1 680 000 \$
Тутак	60	560 000 \$
Шугну	30	420 000 \$
Протлет	80	1 120 000 \$
Ленинабадская	80	1 120 000 \$
Октябрьская	80	1 120 000 \$



Общее количество конденсаторов в системе		
Название шины (110 кВ)	Конденсаторы (МВАр)	Стоимость (дол. США)
Кызыл-Су	30	420 000 \$
Дангана	30	420 000 \$
Ордженикидзабад	40	560 000 \$
Канибадам	30	280 000 \$
Нау	20	280 000 \$
Джангал	80	1 120 000 \$
Итого	1630	22 400 000 \$

9.4.4 Стоимость замены проводов на линиях

Для обеспечения дополнительной пропускной способности и снижения тепловых нарушений необходимо провести модернизацию некоторых существующих линий. В Таблица Е - 88 приведён список линий, которые необходимо модернизировать, и соответствующая стоимость модернизации. Новая пропускная способность этих линий была рекомендована, такой же как самая высокая пропускная способность линии, которая в настоящее время используется в системе Таджикистана для каждого уровня напряжения. Для исключения необходимости в модернизации прочности башенной опоры был выбран провод со схожим размером и весом. Опыт Manitoba Hydro состоит в том, что стоимость замены линий электропередачи составляет от 20% до 30% стоимости строительства новой линии.

Таблица Е - 88: Стоимость модернизации линий электропередач при варианте с учётом раннего ввода Рогунской ГЭС

Модернизация линий						
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Год	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)	Протяженность	Стоимость
Головная ГЭС	Ломоносова	2014	75	125	15,8	739 440 \$
Прядильная	Курган-Тюбе	2014	75	125	1,5	70 200 \$
Курган-Тюбе	Чапаева	2014	75	125	20	936 000 \$
Куляб	Хатлон (Двухцепная)	2014	75	125	8	530 400 \$
Кайраккум (Двухцепная)	Ленинабад (Двухцепная)	2014	75	125	10,4	689 520 \$
Нурекская ГЭС	Ордженикидзабад (Двухцепная)	2014	276	346	49,8	3 156 075 \$
Бустон	Заводская	2020	75	125	6	280 800 \$
Новая	ДТЭЦ (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Новая	Промышленная (Двухцепная)	2020	75	125	9,1	603 330 \$
Джангал	Гиссар	2020	75	125	25,8	1 207 440 \$
Шурсай (Двухцепная)	Ордженикидзабад (Двухцепная)	2020	75	125	5,6	371 280 \$
Хатлон	Сомони (Двухцепная)	2020	75	125	10	663 000 \$
Бохтар	Сомони	2020	75	125	8	374 400 \$
Джангал	Советская (Двухцепная)	2025	75	125	12	795 600 \$
Бохтар	Дангана	2025	75	125	15,1	706 680 \$
Северная	Восточная (Двухцепная)	2030	75	125	18	1 193 400 \$
Ордж-абад	КВЗ	2030	75	125	17,3	809 640 \$
Новая	Северная (Двухцепная)	2030	75	125	7,5	497 250 \$



Модернизация линий						
От шины 110 кВ	К шине 110 кВ	Год	Фактическая номинальная мощность (МВА)	Рекомендуемая номинальная мощность (МВА)	Протяженность	Стоимость
Нурекская ГЭС	Себистон	2035	276	346	25	1 584 375 \$
Себистон	Лолазор	2035	276	346	16,1	1 020 338 \$
Нурекская ГЭС	Яван	2035	276	346	2,5	158 438 \$
Дангана	Амиршоев	2039	75	125	7,2	336 960 \$
Амиршоев	Ховалинг	2039	75	125	3	140 400 \$
Айни Б2	Айни А2	2039	75	125	7	327 600 \$
ВСЕГО						17 795 895 \$

9.5 СРАВНЕНИЕ СТОИМОСТИ

9.5.1 Душанбе-Заводская

Для передачи мощности и поддержания соответствия N-1, необходимы три линии 220 кВ мощностью по 346 МВА между Душанбе и Заводской. Номинальная пропускная мощность используемого кабеля 346 МВА, так как это была самая высокая мощность для линии 220 кВ в представленной модели. Добавление третьей линии можно избежать при использовании кабеля с большей мощностью чем 346 МВА. Многожильные провода большой пропускной способности намного дороже (в 3 или 4 раза). Сравнение стоимости строительства трех линий и использование двух многожильных проводов представлены в Таблица Е - 89.

Таблица Е - 89: Сравнение стоимости между использованием трех линий и многожильного провода.

Варианты передачи на Заводской		
Единицы оборудования	Три линии	Два многожильных провода
Передача	7 600 000 \$	8 613 000 \$
Подстанция	4 260 000 \$	2 840 000 \$
Итого	11 860 000 \$	11 453 000 \$

Стоимость самой передачи (20 км) выше для двухцепного многожильного провода по сравнению с трехцепной (346 МВА). Однако экономия в стоимости подстанции, так как нет никакой необходимости в расширении подстанции Душанбе и Заводская для размещения третьей линии. Поэтому рекомендуется использовать двухцепную ЛЭП с более высокой пропускной мощностью между Душанбе и Заводской.

Примечание: многожильный проводник был выбран для сравнения как самый дорогой. Другой менее дешевый проводник с более высокой пропускной способностью также предоставит лучшие затраты и выгоды. Средняя пропускная способность МВт композитного проводника 220 кВ составляет 743 МВт.

9.6 ОБЗОР ЗАТРАТ ПЕРЕДАЧИ

Основное различие в стоимости между тремя вариантами может быть связано с разницей в графике генерации в двух планах. Стоимость варианта, предусматривающего строительство Рогунской ГЭС, выше из-за того, что в нем больше линий 500 кВ по сравнению с планом без Рогунской ГЭС. В Таблица Е - 90 представлено краткое изложение стоимости для модернизации передачи двух планов увеличения.



Таблица Е - 90: Краткий обзор затрат на передачу

Единицы оборудования	Без Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	С Рогунской ГЭС (млн. дол. США)	Ранний ввод Рогунской ГЭС (млн. дол. США)
Стоимость передающих линий	478,56	588,60	588,60
Стоимость подстанций	213,47	224,86	224,86
Стоимость конденсаторов	25,90	22,40	22,40
Стоимость модернизации линий	17,80	17,80	17,80
Общая стоимость	735.73	853.66	853.66

ЛОНДОН

36 BYRON HILL ROAD, HARROW ON THE HILL - MIDDLESEX - UNITED KINGDOM HA20HY
ТЕЛ: +44 (0)2084237711 - ФАКС: +44 (0)2084237766 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.UK@CSCL.BIZ

МОСКВА

103009, ТВЕРСКОЙ БУЛЬВАР, 14/1 - МОСКВА - РОССИЯ
ТЕЛ: +7 (095)7975751 - FAX:+7 (095)7975752 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.CIS@CSCL.BIZ

САРАЕВО

СЕКАЛУСА 52 - 71000 САРАЕВО - БОСНИЯ И ГЕРЦЕГОВИНА
ТЕЛ: +387 (0)33 219 101 - ФАКС: +387 (0)33 219 102 - ЭЛ-АДРЕС: INFO.BIH@CSCL.BIZ

ДУШАНБЕ

734012, ПРОСПЕКТ РУДАКИ 22, ДУШАНБЕ, ТАДЖИКИСТАН
ТЕЛ: +992 907 765961 - ЭЛ-АДРЕС



CORPORATE
SOLUTIONS

WWW.CORPORATE-SOLUTIONS.COM