



Отчет руководства АО «Самрук-Энерго» о результатах деятельности за 2023 год

2024 год

Содержание

1. Обзор группы	2
2. Макроэкономические факторы.....	3
3. Тарифная политика	6
4. Производственные показатели.....	7
5. Основные события за отчетный период	13
6. Основные направления развития компании	16
7. Принципы учетной политики	22
8. Финансово-экономические показатели	22
9. Созданная и распределенная экономическая стоимость.....	30
10. Тарифное государственное регулирование видов деятельности компании	
31	
11. Исполнение стратегических КПД.....	36
12. Анализ капитальных затрат по методу освоения.....	37
13. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости	39
15. Сравнительный анализ (бенчмаркинг).....	49

1. Обзор группы

В целях выработки и реализации долгосрочной государственной политики по модернизации существующих и вводу новых генерирующих мощностей 18 апреля 2007 года решением общего собрания учредителей было создано Акционерное Общество «Самрук-Энерго» (далее – Общество). Учредителями Общества в момент его создания являлись АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «КазТрансГаз». Общество было зарегистрировано в г. Алматы 10 мая 2007 года.

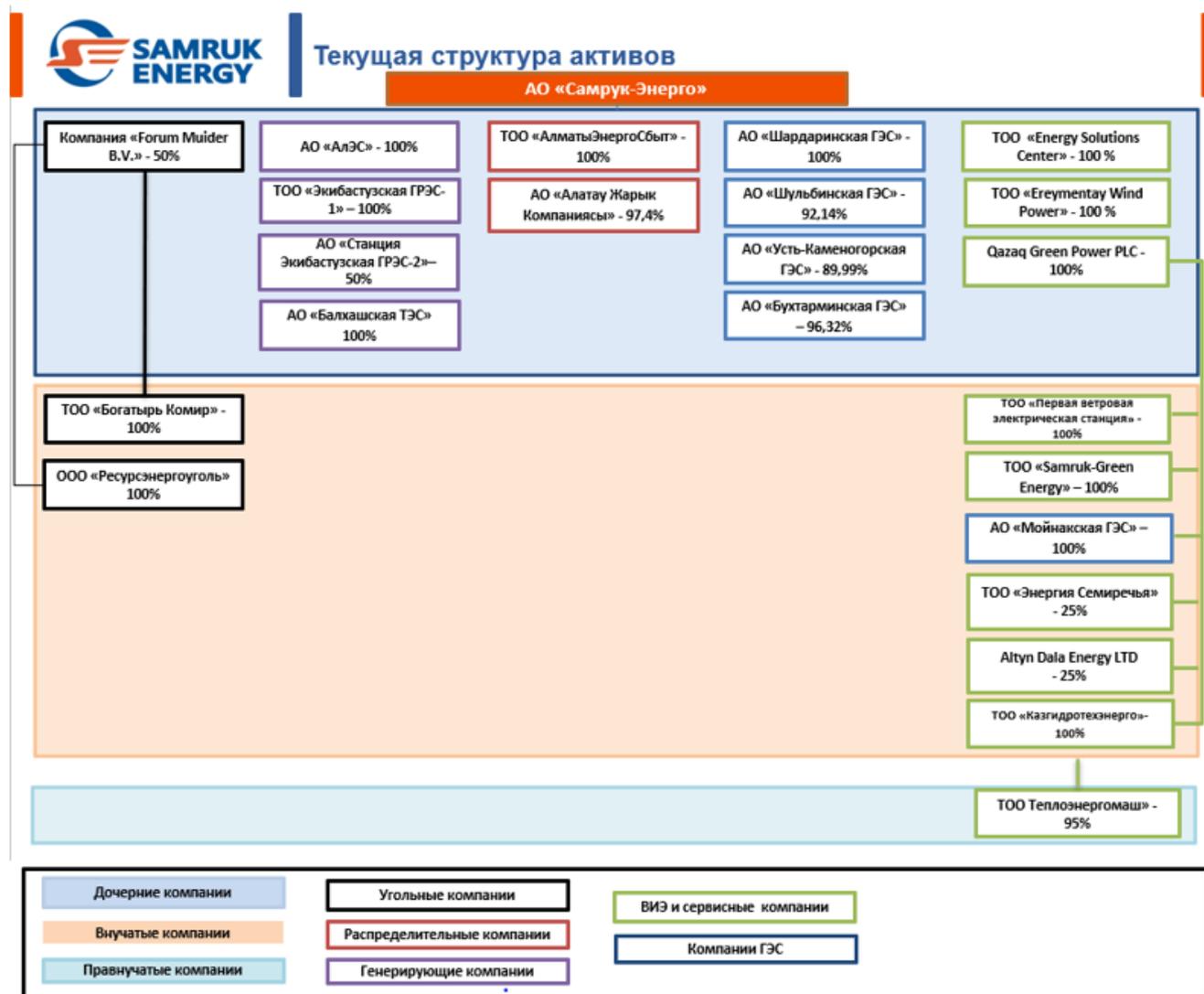
3 ноября 2008 года в результате реорганизации, произведенной путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО Фонд устойчивого развития «Қазына», акционером Общества стало АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», являющееся правопреемником АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук».

На сегодняшний день Общество является крупнейшим многопрофильным энергетическим холдингом, успешно интегрированным в международный энергобаланс, формирующий высокоэффективную систему энергоснабжения, а также обеспечивающий устойчивое развитие всех отраслей Казахстана.

Основными видами деятельности Группы являются производство электроэнергии, теплоэнергии и горячей воды на основе угля, углеводородов и водных ресурсов и реализация населению и промышленным предприятиям, транспортировка электроэнергии и техническое распределение электричества в сети, строительство гидроэлектростанций и теплоэлектростанций, строительство и эксплуатация возобновляемых источников электроэнергии, добыча угля, а также аренда имущественных комплексов гидроэлектростанций.

В составе активов Общества крупнейшие генерирующие компании, в числе которых станции национального значения, такие как Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, а также станция, производящая электрическую и тепловую энергию, регионального значения в Алматинском регионе; представлены основные гидроэлектростанции Республики, входящие в Иртышский каскад ГЭС, а также ГЭС южных регионов страны (Шардаринская ГЭС и Мойнакская ГЭС). Также в состав активов Общества входят региональные распределительные сети и сбытовая компания Алматинского региона и самое крупное угледобывающее предприятие в Казахстане ТОО «Богатырь Комир». Предприятие поставляет уголь на генерирующие объекты Группы и третьих сторон, расположенные как в Казахстане, так и в Российской Федерации.

Текущая структура активов АО «Самрук-Энерго»:



2. Макроэкономические факторы

Впервые за последние 10 лет темп роста экономики перевалил за 5% рубеж и составил 5.1% по итогам 2023 года. Основным драйвером послужила экспансионистская фискальная политика правительства со значительной долей госрасходов, финансируемых за счет трансфертов из Нацфонда. Это позволило нарастить инвестиции в основной капитал, которые также стали рекордными с 2013 года (источник: www.halykfinance.kz, макроэкономический отчет за 4 кв. 2023 г.).

Инфляция по итогам 2023 года составила 9,8%, которая сократилась в два раза по сравнению с началом года (источник: halykfinance.kz, макроэкономический отчет за 4 кв. 2023 г.).

Для предотвращения роста цен НБ РК в 2023 году поддерживал повышенную в 2022 году базовую ставку на уровне 16,75%, самого высокого показателя за последние шесть лет. Ужесточение монетарной политики в Казахстане происходило на фоне ужесточения денежно-кредитной политики мировыми центральными банками. Однако, в августе, октябре и ноябре 2023 года Комитет по денежно-кредитной политике НБ РК принимал решения по снижению базовой

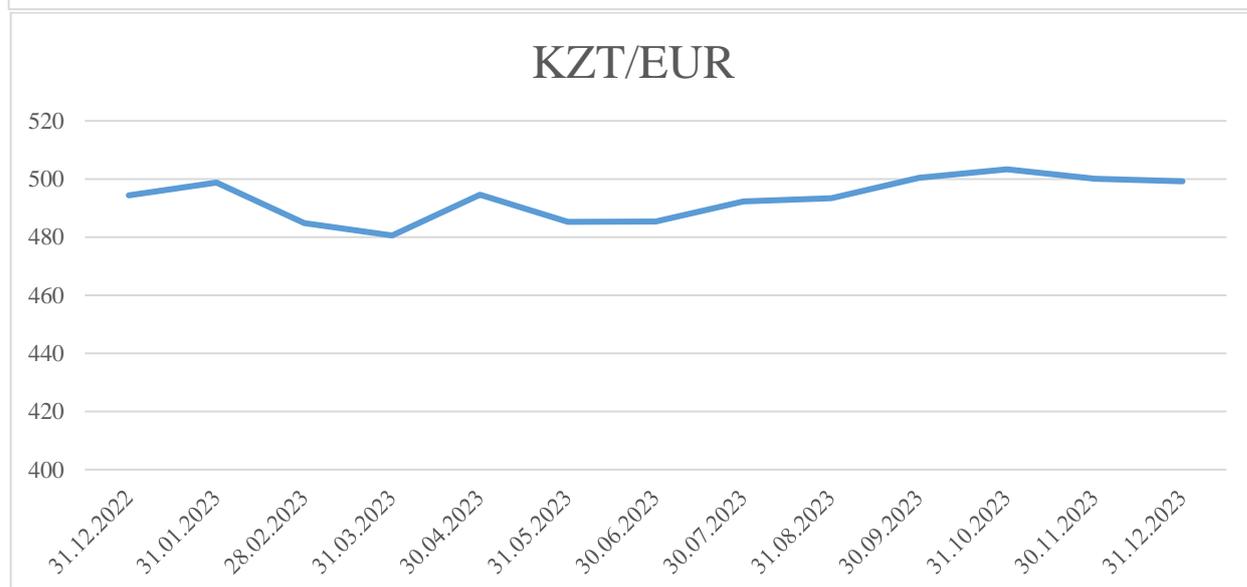
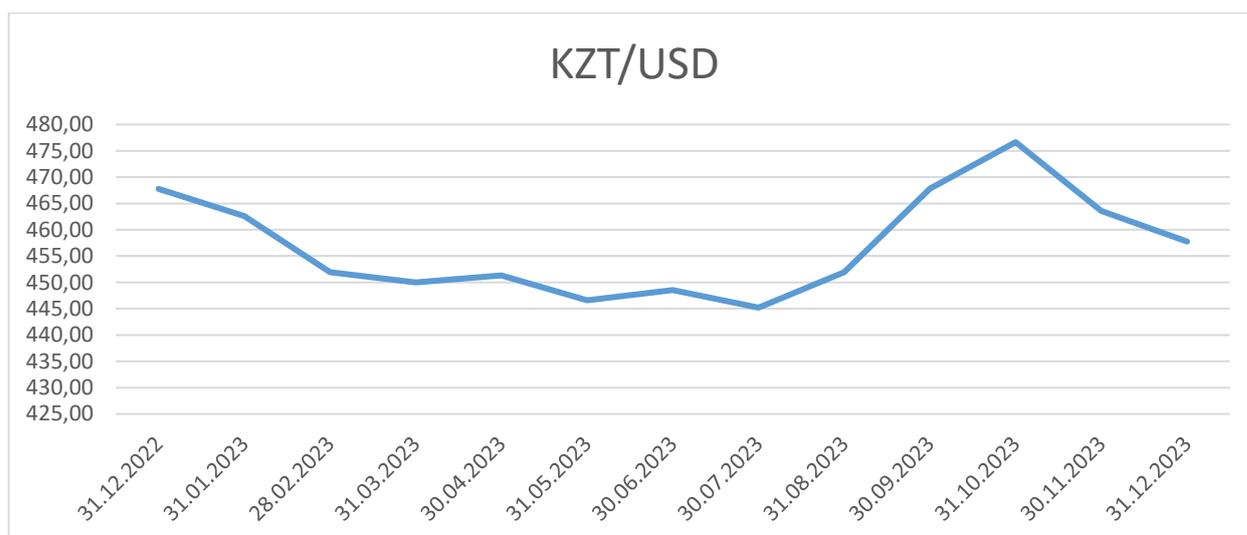
ставки. Так, базовая ставка по итогам 2023 года составила 15,75% годовых (источник: www.nationalbank.kz, график принятия решений по базовой ставке).

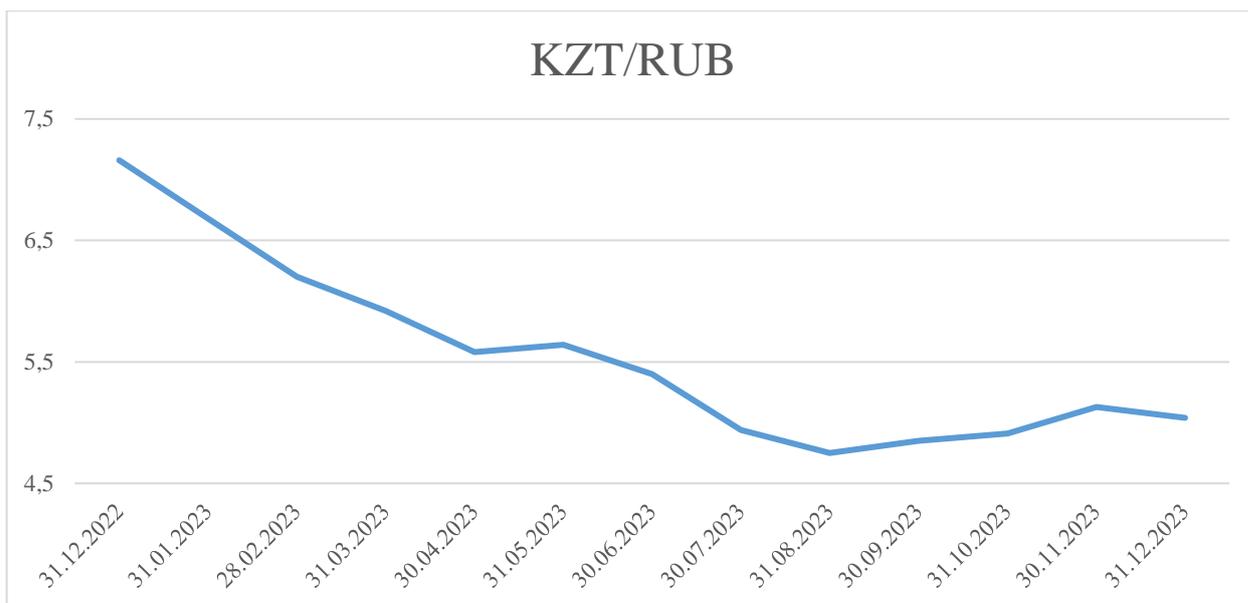
За 2023 год национальная валюта укрепилась на 18,2% к российскому рублю и укрепилась на 1,4% к доллару США. Объем торгов на KASE увеличился на 57%, на вторичном рынке акций увеличился на 78%, объемы торгов на вторичном рынке ГЦБ выросли на 49%, количество сделок на биржевом рынке увеличилось на 53% (источник: www.kase.kz, обзор результатов деятельности за 2023 год).

Согласно данным НБ РК за 2023 года биржевой курс тенге изменялся в диапазоне 431,08–482,77 тенге за доллар США. На конец декабря 2023 года биржевой курс тенге к доллару США составил 454,56 тенге за доллар США (источник: www.nationalbank.kz, курсы валют).

Динамика курсов валют:

	31.12.2022	31.12.2023	%
KZT/USD	462,65	454,56	101%
KZT/EUR	492,86	502,24	104%
KZT/RUB	6,43	5,06	79%



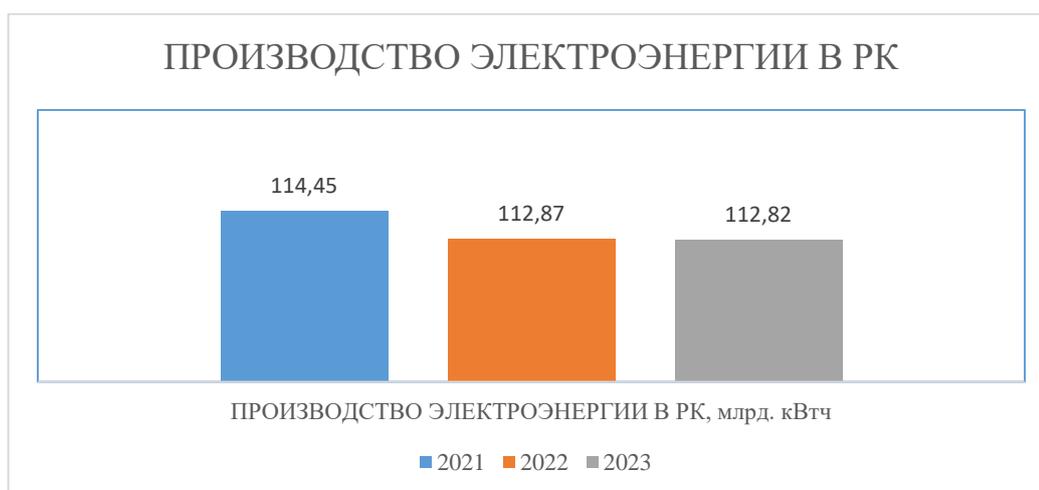


По данным Системного оператора электростанциями РК в январе-декабре 2023 года было выработано 112 823,1 млн. кВтч электроэнергии, что на 42,8 тыс. кВтч или на 0,04 % меньше аналогичного периода 2022 года.

Уменьшение выработки наблюдалось по западной и южной зонах ЕЭС Казахстана.

В январе-декабре 2023 года значительно увеличилось производство электроэнергии в Актюбинской, Алматинской, Абайской, Жетысуской, Карагандинской, Костанайская, Мангистауской, Северо-Казахстанской и Туркестанской областях по сравнению с аналогичным периодом 2022 года.

В то же время, уменьшение производства электроэнергии наблюдалось в Акмолинской, Атырауской, Восточно-Казахстанской, Жамбылской, Западно-Казахстанской, Павлодарской, Улытауской и Кызылординской областях.



По данным Системного оператора, в январе-декабре 2023 года наблюдалось увеличение в динамике потребления электрической энергии республики в сравнении с аналогичными показателями 2022 года на 2 123,07 млн. кВтч или на

1,88%. Так, в северной и южной зоне республики потребление увеличилось на 1,23% и 4,23% соответственно.

За январь-декабрь 2023 года наблюдается снижение электропотребления потребителями энергохолдингов и крупных энергопроизводящих организаций на 1 532 или на 4%. При этом в январе-декабря 2023 года наблюдается рост потребления электроэнергии компаниями АО «Самрук-Энерго» на 306,1 млн. кВтч или на 4% в сравнении с аналогичными показателями за 2022 год.

За январь-декабрь 2023 года по отношению к аналогичному периоду 2022 года потребление электроэнергии по крупным потребителям уменьшилось на 437,4 млн. кВтч или на 1,2%.



3. Тарифная политика

Операционная деятельность дочерних компаний Группы и ее совместных предприятий, являющихся субъектами естественной монополии, субъектами конкурентного и общественно-значимого рынков, регулируется законами РК «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях» и Предпринимательским Кодексом РК. Тарифное регулирование, в зависимости от вида деятельности энергокомпаний, относится к компетенции Комитета по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК (далее - Комитет) или отраслевого министерства - Министерства энергетики (далее – МЭ).

Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2020 года № 205 утверждена новая «Методика определения фиксированной прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли на балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию».

На основании принятой в 2014 г. Концепции развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Казахстана до 2030 года, с 2019 г. введен Рынок мощности, как эффективный механизм обеспечения отрасли достаточным уровнем инвестиций, что благоприятно скажется на рынке в долгосрочной перспективе.

Начиная с 2019г. с учетом ввода рынка мощности для энергопроизводящих организаций сформированы:

- предельные тарифы на мощность, включающие в себя затраты на инвестиционные проекты и погашение основного долга (по кредитным средствам, привлекаемым для реализации инвестиционных проектов);

- предельные тарифы на электроэнергию, включающие в себя затраты на производство электроэнергии и норму прибыли. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 марта 2021 года № 76 внесены поправки в Приказ №205 от 22 мая 2020 года об утверждении «Методики определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли на балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию».

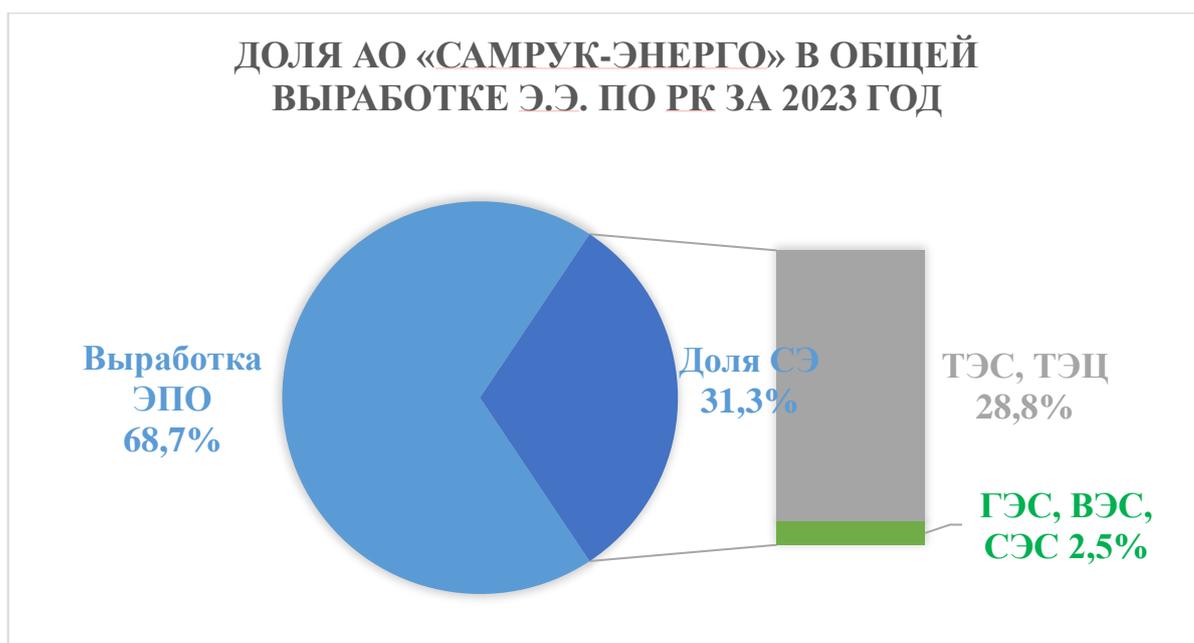
Начиная с 1 июля 2021г. в соответствии с Законом РК «О поддержке использования ВИЭ» был введен механизм сквозной надбавки в составе отпускного тарифа на электроэнергию ЭПО с целью возмещения затрат на покупную электроэнергию ЭПО. Сквозная надбавка рассчитывается ТОО «РФЦ по поддержке ВИЭ» на основании затрат на поддержку ВИЭ в РК и объемов отпуска электрической энергии ЭПО, являющихся условными потребителями. С учетом введения сквозной надбавки ВИЭ были пересмотрены тарифы на электроэнергию энергопроизводящих организаций страны.

С 1 июля 2023 года в РК запущена модель Единого Закупщика, которая предусматривает централизованный закуп электрической энергии и внедрен балансирующий рынок электроэнергии в режиме реального времени (до 1 июля 2023 года функционировал в имитационном режиме).

Тарифы на передачу и распределение электроэнергии для энергопередающих компаний, на производство тепловой энергии и тарифы на энергоснабжение (ЭСО) регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства экономики. Регулирование и контроль Комитетом осуществляется в строгом соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами.

Решения по тарифам в существенной степени подвержены влиянию социальных и политических вопросов. Экономические, социальные и прочие политики Правительства РК могут иметь существенное влияние на операционную деятельность Группы.

4. Производственные показатели



Доля АО «Самрук-Энерго» в общей выработке электроэнергии в РК в 2023 году составила 31,3%, по сравнению с 2022 годом доля уменьшилось на 0,5%.

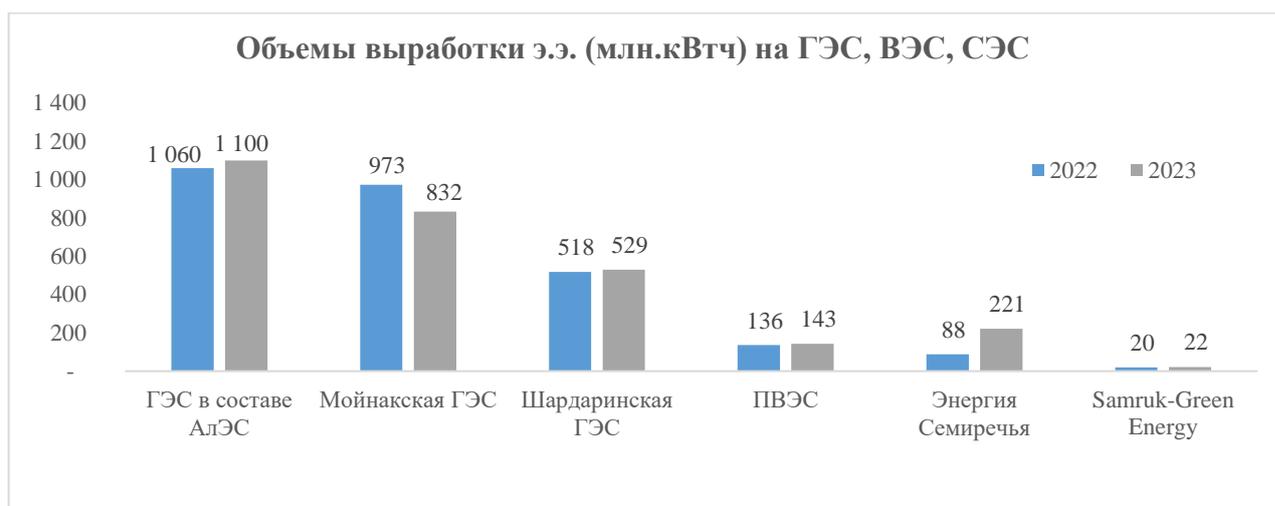
Производственные КПД (в разрезе производителей)

Объем производства электроэнергии за 2023 год составил 35 330 млн. кВтч, ниже на 2% или (554) млн. кВтч сравнении с аналогичным периодом прошлого года. Основное уменьшение произошло по АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» на (344) млн.кВтч (на 6%) в связи с увеличением фактических сроков проведения ремонтных работ, а также снижением генерации с 470 МВт до 350 МВт. (выход из строя Цирконасоса-2А с 16.09.2023 г.), по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» на (178) млн. кВтч (на 1%) обусловлено уменьшением спроса на внутреннем рынке, по АО «Мойнакская ГЭС» на (140) млн. кВтч (на 14%) по причине того, что приточность воды в Бестюбинском водохранилище ниже прогнозных величин.

Наименование ДЗО	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	% к факту 2022 г.	2024 Прогноз	2025 Прогноз
Объемы производства электроэнергии, млн. кВтч						
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	22 788	23 048	22 870	99%	23 500	24 500
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	6 433	6 002	5 659	94%	6 101	6 101
АО «Алматинские электрические станции»	5 008	5 099	5 054	99%	4 958	4 958
АО «Мойнакская ГЭС»	758	973	832	86%	906	906
АО «Шардаринская ГЭС»	456	518	529	102%	478	537
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»	-	-	-	-	1 500	1 622
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	-	-	-	-	1 476	1 491
ТОО «Samruk-Green Energy»	20,45	19,78	21,52	109%	20,09	20,06
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	144,59	135,72	142,60	105%	166,47	166,47

Наименование ДЗО	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	% к факту 2022 г.	2024 Прогноз	2025 Прогноз
ТОО «Энергия Семиречья»	-	88,26	220,75	250%	214,46	214,46
Итого	35 609	35 884	35 330	98%	39 319	40 515
Объемы реализации электроэнергии, млн. кВтч						
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	22 496	23 102	22 796	99%	22 410	23 373
экспорт	400	-	-	-	-	-
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	6 336	5 938	5 532	93%	5 758	5 756
экспорт	192	473	577	122%	-	-
АО «Алматинские электрические станции»	4 425	4 591	4 530	99%	4 171	4 175
АО «Мойнакская ГЭС»	781	1 014	912	90%	893	893
АО «Шардаринская ГЭС»	468	540	549	102%	469	527
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»	-	-	-	-	1 488	1 611
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	-	-	-	-	1 452	1 467
ТОО «Samruk-Green Energy»	20,22	19,53	21,23	109%	19,44	19,41
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	144,29	135,37	142,31	105%	166,07	166,07
ТОО «Энергия Семиречья»	-	86,40	216,33	250%	208,03	208,03
Итого	34 671	35 426	34 699	98%	37 035	38 195
Объемы реализации МОЩНОСТИ, МВт.						
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	1 565	2 024	1 330	66%	2 556	2 601
в т.ч. объем мощности по индивид.тарифу	-	-	-	-	477	477
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	525	779	647	83%	896	896
АО «Алматинские электрические станции»	806	859	808	94%	850	850
в т.ч. объем мощности по индивид.тарифу	70	70	70	100%	70	
АО «Мойнакская ГЭС»	292	289	292	101%	298	298
АО «Шардаринская ГЭС»	61	61	61	100%	61	61
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»	-	-	-	-	326	329
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	-	-	-	-	571	576
Итого	3 248	4 013	3 138	78%	5 558	5 610
Объемы производства теплоэнергии, тыс. Гкал						
АО «Алматинские электрические станции»	5 554	5 282	5 582	106%	5 323	5 323
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	76	78	70	90%	76	76
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	136	143	124	87%	194	194
Итого:	5 766	5 502	5 776	105%	5 592	5 592
Объемы передачи электроэнергии, млн. кВтч						
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	7 650	8 154	8 686	107%	8 815	8 947
Итого	7 650	8 154	8 686	107%	8 815	8 947

Наименование ДЗО	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	% к факту 2022 г.	2024 Прогноз	2025 Прогноз
Объемы реализации электроэнергии, млн.кВт.ч						
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	6 724	6 847	7 086	103%	7 297	7 516
Итого	6 724	6 847	7 086	103%	7 297	7 516
Объемы реализации угля, млн тонн	44,74	42,41	42,49	100%	46,70	46,36



Прогноз на будущий период:

Объемы производства электроэнергии в прогнозе на 2024 год прогнозируются с увеличением по отношению к факту 2023 года. Увеличение объемов производства электроэнергии в 2024 году на 3 990 млн. кВтч в основном за счет включения в периметр консолидации Общества объемов ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» и ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС».

Увеличение объемов на 2025 год по отношению к 2024 году обусловлено ростом объемов производства ТОО «Экибастузская ГРЭС-1».

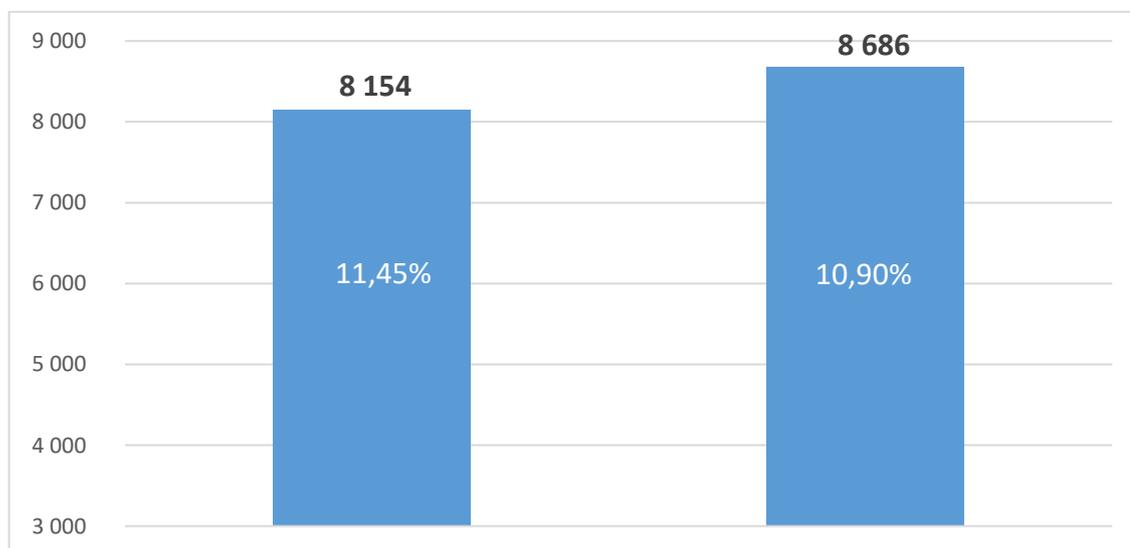
Объем производства теплоэнергии за 2023 год составил 5 776 тыс. Гкал. В сравнении с аналогичным периодом прошлого года увеличение составляет 5%, увеличение произошло в связи с более низкой среднемесячной температурой в отопительный период.



Прогноз на будущий период:

Объемы производства теплоэнергии в плане на 2024 год прогнозируются с уменьшением на 3% к факту 2023 года в основном за счет уменьшения объемов производства теплоэнергии АО «Алматинские Электрические Станции».

Объемы передачи электроэнергии по сетям АО «Алатау Жарык Компаниясы» в 2023 г. составили 8 686 млн. кВтч, что выше факта 2022 г. на 7% или 533 млн. кВтч в результате роста объема потребления в Алматинском регионе.



Прогноз на будущий период:

По объемам передачи и распределению электроэнергии в 2024 году ожидается увеличение на 1% по сравнению с фактом 2023 года в связи с прогнозируемым ростом потребления в Алматинском регионе.

Общий объем реализации электрической энергии энергоснабжающей организацией за отчетный период составил 7 086 млн. кВтч, что больше

аналогичного периода 2022 г. на 3%, в связи увеличением объема потребления электрической энергии в зоне обслуживания ТОО «АлматыЭнергоСбыт».

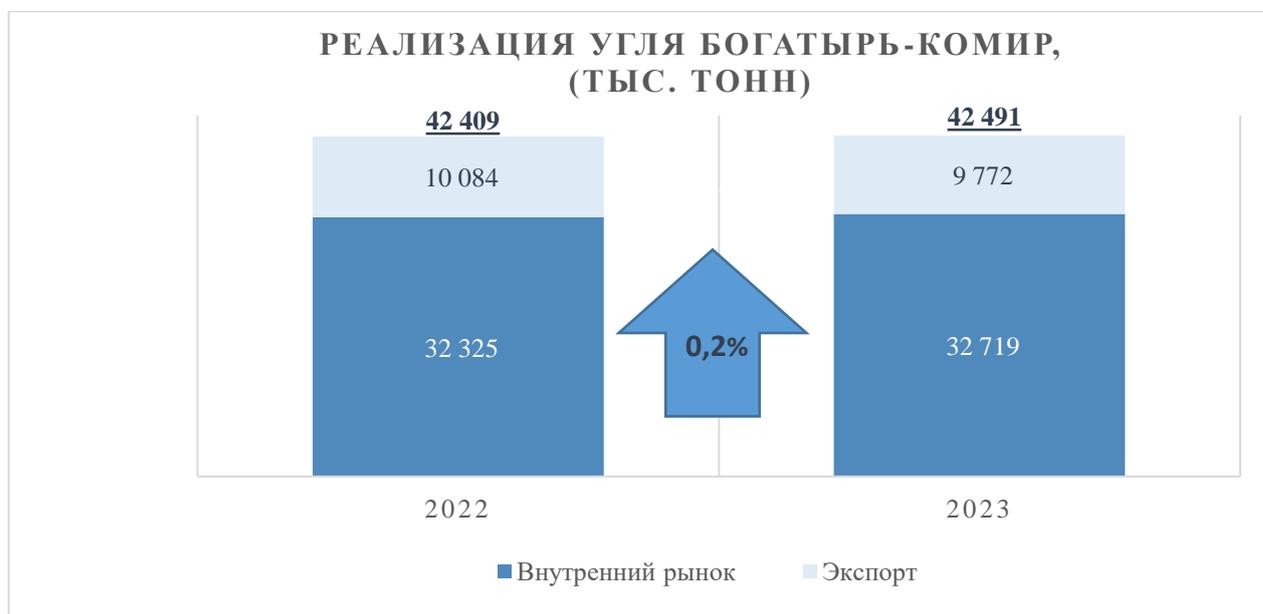
<u>Наименование</u>	<u>Факт 2022г.</u>	<u>Факт 2023г.</u>	<u>Откл.</u>	<u>%</u>
АлматыЭнергоСбыт				
<u>Количество потребителей, в т.ч.:</u>	929 929	952 216	22 287	102%
<i>Население</i>	891 214	911 097	19 883	102%
<i>юридические лица</i>	38 715	41 119	2 404	106%
<u>Объем реализации, млн кВтч</u>	6 847	7 086	239	103%

Прогноз на будущий период:

Объем реализации электроэнергии в прогнозе на 2024 г. увеличивается на 3% от уровня факта 2023 г в связи с прогнозируемом ростом объема потребления электрической энергии в зоне обслуживания ТОО «АлматыЭнергоСбыт»

По итогам 2023 г. **объем реализации угля** составил 42 491 тыс. тонн, что больше аналогичного периода на 0,2% или 82 тыс. тонн, по РК увеличился на 1% в основном за счет АО «СевКазЭнерго» (т.к. в 2022 году потребление угля было снижено в связи с аварией на ТЭЦ-2 в марте 2022 г.). Объемы отгрузки угля в РФ снизились на 3% в связи со снижением спроса.

Коэффициент вскрыши за 2023 г составил 0,84 м³/тонну, при 0,79 м³/тонну в аналогичном периоде.



Прогноз на будущий период:

Объем реализации угля в прогнозе на 2024 г. увеличится на 4 209 тыс. тонн или на 10% к факту 2023 года. Увеличение обусловлено ростом спроса со стороны энергопроизводящих организаций.

5. Основные события за отчетный период

Дата	Событие
5 января 2023 г.	Начало проведения мероприятий по пуско-наладочным работам по проекту строительство авто-конвейерной технологии добычи угля на разрезе «Богатырь»
25 января 2023 г.	В целях сокращения процентных выплат, АО «Самрук-Энерго» осуществило досрочное погашение основного долга перед Европейским банком реконструкции и развития на сумму 1,6 млрд.тенге.
9 марта 2023 г.	В рамках реализации проекта «Строительство ТЭЦ-3 в г. Семей» заключен договор на разработку ТЭО.
17 марта 2023 г.	Заключен договор между АО «Алматинские Электрические Станции» и ТОО «Расчетно-Финансовый Центр» о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности в рамках проекта «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3».
13 апреля 2023г.	Заключен договор на пуско-наладочные работы по проекту Восстановление энергоблока №1 ТОО "Экибастузская ГРЭС-1".
19 апреля 2023 г.	Главой государства подписан Закон Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам административной реформы в Республике Казахстан», включающие поправки в ЗРК «Об электроэнергетике», «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» касательно введения модели единого закупщика электроэнергии и балансирующего рынка электроэнергии в режиме реального времени.
4 мая 2023 г.	Внесены изменений и дополнения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28 ноября 2017 года № 416 «Об утверждении Правил допуска на рассмотрение, рассмотрения и отбора инвестиционных программ модернизации, расширения, реконструкции и (или) обновления, заключения инвестиционных соглашений на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление, соответствующего заключения договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности и установления для данных договоров индивидуальных тарифов на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, объемов и сроков покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности» в части увеличения допустимого объема лимита с 30% до 400% процентов от объема инвестиций 2015 года и суммы уровней необходимого ежегодного возврата по инвестиционным программам модернизации, расширения, реконструкции и (или) обновления действующих инвестиционных соглашений на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление, заключенных в предыдущих периодах (годах).
10 мая 2023 г.	Завершена отгрузка 70% оборудования находящегося в КНР по проекту «Расширение и Реконструкция ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3».
23 мая 2023г.	Приказом Министра энергетики РК №187 утвержден график проведения аукционных торгов на строительство ВИЭ на 2023 год и План проведения аукционных торгов на 2024-2027 годы.

Дата	Событие
26 мая 2023 г.	Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 26 мая 2023 года № 192 утверждены предельные тарифы ЭПО на электрическую энергию с вводом в действие с 1 июня 2023 года.
31 мая 2023 г.	Заключен ЕРС-контракт между АО «Алматинские Электрические Станции» и консорциумом из трех компаний из КНР: DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL CORPORATION & POWERCHINA SEPCO1 ELECTRIC POWER CONSTRUCTION CO., LTD & POWERCHINA HEBEI ELECTRIC POWER ENGINEERING CO., LTD по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».
6 июня 2023 г.	Подписано Кредитное соглашение между АО "Алматинские Электрические Станции" и Банком Развития Казахстана по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».
9 июня 2023 г.	Подписано Кредитное соглашение между АО «Алматинские Электрические Станции» и Азиатским банком развития в размере, не превышающем 98 млрд. тенге для реализации проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2.
22 июня 2023г.	Осуществлен обратный выкуп облигаций АО «Мойнакская ГЭС» на сумму 1 млрд. тенге на площадке АИХ.
23 июня 2023 г.	Совместным приказом ДКРЕМ г. Алматы и Алматинской области от 23 июня 2023 года (Приказ № 56-ОД по г. Алматы и №50-ОД по Алматинской области) утвержден тариф на передачу электроэнергии АО «Алатау Жарық Компаниясы» с вводом в действие с 01 июля 2023 года.
23 июня 2023 г.	Мотивированным заключением ДКРЕМ по г. Алматы и Алматинской области утверждена предельная цена на сбыт электроэнергии в размере 24,76 тенге/кВтч.
27 июня 2023 г.	Подписан кредитный договор между АО «Самрук-Энерго» и Евразийским банком развития (ЕАБР) на сумму 6,6 млрд тенге в целях рефинансирования займа ТОО «EWP» перед ЕАБР.
1 полугодие 2023 г.	В целях модернизации 1 энергоблока ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" осуществлено освоение заемных средств на сумму 14 млрд.тенге.
01 июля 2023 г.	Запущен механизм Единого закупщика электроэнергии в Казахстане.
1 июля 2023 г.	Получен взнос в Уставный капитал от Фонда «Самрук-Казына» в размере 24,2 млрд. тенге для покрытия собственного участия в финансировании Проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2
1 июля 2023 г.	Совместным Приказом ДКРЕМ по г. Алматы и Алматинской области утверждены предельные уровни тарифов АО «Алатау Жарық Компаниясы» без НДС: с 01.07.2023 год - 8,31 тенге/кВтч
26 июля 2023 г.	Совместным приказом ДКРЕМ г. Алматы и Алматинской области от 26 июля 2023 года (Приказ № 69-ОД по г. Алматы и №72-НҚ по Алматинской области) утвержден тариф на услуги по производству тепловой энергии АО «Алматинские Электрические Станции» с вводом в действие с 01 августа 2023 года.

Дата	Событие
1 сентября 2023 г.	АО «Мойнакская ГЭС» досрочно погасило валютный займ АО «Банк Развития Казахстана» в размере 6,4 млн. долларов США. Часть средств была привлечена путем повторной продажи облигаций на бирже AIX в размере 1,5 млрд. тенге в пользу АО «Самрук-Энерго».
18 сентября 2023 г.	Приказом ДКРЕМ г. Алматы от 18 сентября 2023 года (№101-ОД) утвержден тарифа и тарифной сметы АО «Алматинские Электрические Станции» на регулируемые услуги по производству тепловой энергии на 2022-2026 годы с вводом в действие с 01 августа 2023г года.
28 сентября 2023 г.	Зарегистрирована облигационная программа (SLB – sustainable linked bonds) АО «Алматинские Электрические Станции» на Бирже Международного финансового центра «Астана» на сумму 236,9 млрд. тенге в рамках реализации проекта «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3», с верификацией от Центра Зеленых Финансов МФЦА.
13 октября 2023г.	Получено согласование предельной цены для ТОО «Алматыэнергосбыт» от ДКРЕМ МНЭ РК по г.Алматы с вводом в действие с 1 ноября 2023 года на уровне 25,57 тенге/кВтч. без НДС или 3,2% роста к утвержденному уровню.
19 октября 2023г.	Осуществлено пополнение уставного капитала АО «Самрук-Энерго» на сумму 38,5 млрд.тенге в рамках финансирования проекта ТЭЦ 3.
20 октября 2023г.	Международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочные кредитные рейтинги АО «Самрук-Энерго» в иностранной и национальной валюте на уровне "BB+". Прогноз «Стабильный».
23 октября 2023г.	Осуществлено пополнение уставного капитала АО «Алматинские Электрические Станции» на сумму 38,5 млрд.тенге в рамках финансирования проекта ТЭЦ 3.
23 октября 2023 г.	Приказом Министра энергетики РК №376 от 23.10.2023г. утверждены предельные тарифы на услугу по поддержанию готовности электрической мощности с вводом в действие с 01 января 2024 года. Тариф на 2024 год составил 1 065 тыс. тенге/МВт*мес на 2024 год, на 2025 год - 1 215 тыс. тенге/МВт*мес
6 ноября 2023г.	Заклучен Договор о субординировании долга и оказании поддержки между ЕБРР, АО «Самрук-Энерго» и АО «Алматинские Электрические Станции»
13 ноября 2023г.	Заклучен Договор о субординировании долга и оказании поддержки между АБР, АО «Самрук-Энерго» и АО «Алматинские Электрические Станции»
30 ноября 2023г.	Заклучено Проектное соглашение между АО «Банк развития Казахстана», АО «Самрук-Энерго» и АО "Алматинские Электрические Станции"
30 ноября 2023г.	Заклучено Соглашение о совместной реализации проекта ТЭЦ-3 между АО «Алматинские Электрические Станции» и Евразийским Банком Развития.
Ноябрь 2023г.	Принятие поправок в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 «Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности», в части увеличения величины резерва ЕЭС РК при составлении прогнозного спроса электрической мощности с 10% до 17%;

Дата	Событие
11 декабря 2023 г.	Приказом Министра национальной экономики РК №182 в Правила формирования тарифов внесены изменения, в части формирования тарифа с применением стимулирующего метода тарифного регулирования.
19 декабря 2023г.	Осуществлен обратный выкуп облигаций АО «Мойнакская ГЭС» на сумму 6 млрд. тенге на площадке АИХ
22 декабря 2023г.	Приказом Министра национальной экономики РК №276 ТОО «АлматыЭнергоСбыт» включено в перечень получателей адресной поддержки для энергоснабжающих организаций. В результате цена на покупку электроэнергии у Единого Закупщика составил 13,00 тенге/кВтч.
23 декабря 2023 г.	В 01:44 23.12.2023 г. энергоблок № 1 ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" был включен в сеть, в 15:08 блок был остановлен для продолжения пуско-наладочных работ. За время работы блок выработал 1,1 млн кВтч электроэнергии со средней нагрузкой 100 МВт.
28 декабря 2023 г.	Приказом Министра энергетики РК №479 от 28.12.2023г. утверждены предельные тарифы на электроэнергию с вводом в действие с 1 января 2023 года по ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" (с 7,32 до 8,05 тенге/кВтч на 10%), АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" (с 11,20 до 13,17 тенге/кВтч на 18%), АО "Алматинские Электрические Станции" (с 14,02 до 17,82 тенге/кВтч или на 27%).
Декабрь 2023 г.	100 % завершение ремонтной кампании ДЗО АО «Самрук-Энерго»

6. Основные направления развития компании

Электроэнергетика – базовая инфраструктурная отрасль экономики, от которой зависит эффективность функционирования производственного комплекса, сферы услуг, а также качество жизни населения Республики Казахстан. Перед Компанией стоит задача по формированию сбалансированной модели развития, включающей в себя оптимальное соотношение обеспечения энергоресурсами внутренних потребителей и экспорта, сочетая высокую экономическую эффективность, инновационное совершенствование и передовые стандарты социальной ответственности. Исходя из этого формируется стратегическое видение Компании.

Видение: Эффективная высокотехнологичная операционная энергетическая компания с высокой социальной и экологической ответственностью – лидер энергетики Казахстана.

Миссия: Создавать стоимость для акционеров, удовлетворять растущий спрос путем надежных поставок энергоресурсов, высокотехнологического развития, экологичности, руководствуясь принципами устойчивого развития.

В целях эффективной реализации миссии и стратегических целей, с учётом вызовов и возможностях на глобальном, национальном и корпоративном уровнях, определены ключевые приоритеты для Общества – устойчивое развитие, ответственные инвестиции, эффективное и активное управление портфелем.

Также в соответствии с миссией Общества определены 3 стратегических направления деятельности.

- Переход к «зеленой» экономике. Цель - Снижение нетто углеродного следа.
- Обеспечение надежных конкурентоспособных поставок энергоресурсов на рынках присутствия. Цель - Увеличение производительности.
- Повышение стоимости акционерного капитала. Цель - Увеличение стоимости чистых активов.

Исходя из стратегических целей сформированы инициативы и задачи.

Итоги реализации основных стратегических задач

6.1. Экологическая ответственность

— Установка на станциях ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», АО «Алматинские Электрические Станции» автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду. – 1) ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»: АСМ установлена на энергоблоке №2. 2) АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»: АСМ введена в эксплуатацию в тестовом режиме. 3) АО «Алматинские Электрические Станции»: ведется монтаж и наладка оборудования.

— Применение низкоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок на ТОО «Экибастузская ГРЭС-1». Получено положительное заключение по разработанной ПСД.

6.2. НИОКР

— Технологии улавливания и хранения углерода (CCS), получение продуктов углехимии (НИОКР). Заключен договор с АОО "Назарбаев Университет". Разработан аналитический обзор существующих и перспективных технологий улавливания, хранения и использования CO₂ сепарированных из дымовых газов ТЭС, разработана конструкторская документация на изготовление экспериментальной лабораторной установки для исследования паровой безкислородной газификации угля.

6.3. Зеленое финансирование

— Использование инструментов «зеленого» финансирования. Обществом осуществлен выпуск зеленых облигаций. Отчет об использовании/распределении поступлений и влиянии финансируемых «зеленых» проектов подготовлен и опубликован на сайте АИХ и корпоративном сайте Общества.

6.4. Ресурсосбережение

— «Строительство насосной станции возврата осветлённой воды» ГРЭС-2. Разработана ПСД.

6.5. Декарбонизация

— Продажа углеродных единиц (офсетов) от объектов ВИЭ. Проектная документация и план мониторинга одобрены уполномоченным органом в области

охраны окружающей среды. Офсетные единицы получены и зачислены на счет. Заключен договор на продажу углеродных единиц.

6.6. Развитие человеческого капитала

— Создание привлекательных условий для работников. Проведение диагностики корпоративной культуры явилось нецелесообразным в соответствии с требованиями Корпоративного стандарта по управлению человеческими ресурсами группы АО «ФНБ «Самрук-Қазына».

— Удержание внутренних талантов и привлечение высокопрофессиональных кадров. Перечень ключевых должностей и пул талантов утверждены Правлением АО «Самрук-Энерго». Составление и утверждение перечня проводится ежегодно.

— Обеспечение социальных гарантий и социальной стабильности в Компании. По группе компаний ежегодно проводится индексация заработной платы.

6.7. Социальная ответственность

— Обучение работников, направленное на понимание работниками этических норм и принципов, а также абсолютной нетерпимости к фактам коррупции и взяточничества. Проведено 74 обучающих тренинга/информационных рассылки. Ежеквартально Совету директоров, в рамках отчетов Службы «Комплаенс», предоставляется информация о реализованных мероприятиях в данной области.

6.8. Увеличение сбыта электроэнергии на внутреннем и внешнем рынках

— Сбыт ВИЭ в 2023 году. Фактический сбыт ВИЭ за 2023 год составил 554,38 млн кВтч.

— Обеспечение поставок электроэнергии потребителям группы компаний Фонда. По итогам 2023 года обеспечена поставка электроэнергии потребителям группы компаний Фонда в объеме 3 276 млн кВтч (данные за 1 полугодие 2023 года). С 1 июля 2023 года осуществлен переход к механизму покупки и продажи электрической энергии через Единого закупщика электрической энергии, в связи с чем реализация мероприятия является неактуальной.

— Обеспечение поставок электроэнергии энергоемким производствам (ЦОД, Индустриальные зоны и т.д.). По итогам 2023 осуществлена поставка электроэнергии для электрообеспечения энергоемких производств (Актогайский ГОК и Бозщакольский ГОК) в объеме 853,5 млн кВтч (данные за 1 полугодие 2023 года). С 1 июля 2023 года осуществлен переход к механизму покупки и продажи электрической энергии через Единого закупщика электрической энергии, в связи с чем реализация мероприятия является неактуальной.

6.9. Увеличение сбыта угля на внутреннем и внешнем рынках

— Обеспечение экспорта необогащенного угля в РФ. По итогам 2023 года экспорт необогащённого угля составил – 9 772 тыс. тонн.

6.10. Обеспечение обогащенного угля 4000 ккал/кг

— Сбыт обогащенного угля 4000 ккал/кг. Ведутся работы по внедрению на разрезе "Северный" опытно-промышленной (пилотной) установки сухого обогащения угля 3-го пласта.

6.11. Повышение операционной эффективности существующих мощностей

— Реализация программы энергосбережения и повышения энергоэффективности в период до 2025 года. За 2023г. выполнено 61 различных мероприятий, реализация мер по повышению энергетической эффективности в группе компаний АО «Самрук-Энерго» позволили сэкономить 362,5 тыс. т.у.т. (тонн условного топлива) на 2,3 млрд. тенге.

— Снижение технологических потерь в сетях АО «Алатау Жарык Компаниясы». Экономия от снижения фактических потерь составило 2 млрд 282 млн тенге или (10,90%) от уровня потерь 2020 года (12,6% факт).

— Внедрение системы АСКУЭ. Установлена система АСКУЭ на 13 объектах.

— Внедрение оперативно-диспетчерского комплекса SCADA. Работы не были проведены в связи с изменением проекта (изменились объемы и места установки оборудования по проекту).

— Оптимизация ремонтного цикла оборудования. Министерство юстиции РК вернул Комитет атомного и энергетического надзора и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан не согласовал переход с 4-х летнего на 5-летний цикл капитального ремонта оборудования из-за повышения рисков технологических остановов и высокого уровня износа оборудования на электростанциях.

6.12. Модернизация оборудования

— Модернизация щеточно-контактных аппаратов (ЩКА) с системой постоянного электронного мониторинга на Блоке №2 (АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»). Завершены строительные-монтажные и пуско-наладочные работы.

6.13. Инновационное развитие

— Внедрение на разрезе «Северный» опытно-промышленной (пилотной) установки сухого обогащения угля 3-го пласта, теплотворной способностью 4000 ккал/кг 1 этап. Обновляются коммерческие предложения от потенциальных поставщиков оборудования с учетом новых доступных технологий, после получения планируется провести анализ на окупаемость проекта.

6.14. Цифровизация

— Автоматизация и визуализация оперативных справок и суточных рапортов. Разработана техническая спецификация.

— Установка АСУТП на энергоблоке №2 АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2». Работы перенесены на 2026-2027 гг., учитывая привязку работ к капитальному ремонту блока №2.

6.15. Совершенствование бизнес-процессов.

— Электронный архив (ЭА). Система установлена на серверах АО "Самрук-Энерго", ведется работа по сканированию и оцифровке документов.

6.16. Передовые практики HSE

— Автоматизация процесса регистраций опасных действий/ условий и инцидентов для минимизации несчастных случаев. Отчёт по итогам постмониторинга реализованного проекта "Безопасное производство" утверждён Правлением АО «Самрук-Энерго».

— Сотрудничество с передовыми компаниями, заключение меморандумов. С ПАО "Моршинский завод минеральных вод "ОСКАР" (Украина) была достигнута договоренность о сотрудничестве в области безопасности и охраны труда с подписанием соответствующего Меморандума, однако в связи с военными действиями на территории Украины, подписание Меморандума и дальнейшая реализация мероприятий в рамках Меморандума не представилась возможной.

6.17. Повышение финансовой устойчивости

— Соблюдение нормативных значений финансовых ковенант кредиторов, с фиксацией на полугодовой и годовой основе (за исключением привлечения долга и возникающих процентных расходов, при форс-мажорных обстоятельствах (карантин, блокаут), в соответствии с поручением Фонда и/или Правительства РК). Все финансовые ковенанты кредиторов Общества – соблюдаются.

6.18. Реализация инвестиционных проектов

— Компания стремится к эффективному выполнению инвестиционной программы и соблюдению требуемого уровня доходности собственного капитала. Статус по наиболее важным реализуемым в настоящее время проектам, имеющим среднесрочные горизонты реализации:

1) «Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3»: Рассматривается переход на альтернативный вариант по замене основного технологического оборудования;

2) «Расширение и реконструкция мощностей ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» (Восстановление блока №1)»: Осуществлен тестовый пуск энергоблока с включением в сеть. Ожидается поставка ТПН (турбо-питательный насос);

3) «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду»: заключен ЕРС-контракт;

4) «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ мощностью до 450 МВт»: заключен ЕРС-контракт, подписан договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности при строительстве вновь

вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации;

5) «Расширение ТЭЦ-1 со строительством ПГУ мощностью 200-250 МВт»: получено положительное заключение РГП "Госэкспертиза" на ТЭО проекта;

6) «Реконструкция кабельных сетей в Алматы и Алматинской области»: Ведутся строительно-монтажные работы.;

7) «Переход разреза «Богатырь» на современную циклично-поточную технологию (ЦПТ) добычи»: выполнены пуско-наладочные работы, произведен ввод в эксплуатацию в декабре 2023 года;

8) «Переброска стока реки Кенсу»: Рассматривается реализация проекта путем привлечения инвестора через государственное частное партнерство;

9) «Строительство контр регулирующей Кербулакской ГЭС на реке Или»: Ведется работа с Министерством энергетики РК в части поправок в НПА для обеспечения тарифа, позволяющего реализовать проект;

10) «Строительство ВЭС в районе г. Ерейментау мощностью 50 МВт»: выполнены работы по строительству подъездных и внутриплощадочных дорог, работы по устройству монтажных площадок под ветрогенераторы (фундаменты ВЭУ), по переустройству существующих ЛЭП и прокладке КЛ -35 кВ, а также строительство ПС-220/35кВ (здания ОПУ, ЦПУ и КПП);

11) «Строительство комбинированной станции ВЭС, ГЭС мощностью 310 МВт»: ведется совместная работа с Акиматом Енбекшиказахского района и Акиматом Алматинской области для принятия решений по возврату земель.

6.19. Корпоративное управление

— Подготовка ежегодного отчета в области устойчивого развития в соответствии с GRI. Интегрированный Годовой отчет по итогам 2022 года утвержден решением Совета директоров от 01.06.2023г.

— Проведение Акционером независимой диагностики корпоративного управления, и разработка среднесрочных планов по совершенствованию корпоративного управления (в сроки установленные Акционером). Отчет по Дорожной карте ССУУР по результатам 2023 утвержден Советом директоров 26 февраля 2024 года. По итогам отчетного периода исполнение Дорожной карты ССУУР составило 94,4%.

— Регулярная оценка Советов директоров (самооценка, независимая оценка) в соответствии с внутренним документом по оценке СД. Самооценка СД методом анкетирования проведена в первом квартале 2023 года. Отчет внесен и утвержден на заседании СД 01.06.2023г. По результатам оценки разработан план мероприятий.

— Повышение имиджа путем реализации информационно-разъяснительных работ (ежегодно). Все мероприятия для повышения имиджа путем реализации информационно-разъяснительных работ проводятся.

— Получение рейтинга ESG. По результатам комплексного исследования эффективности деятельности Общества по управлению рисками в области устойчивого развития рейтинговым агенством Moriginstar Sustainalytics 12 декабря

2023 г. Обществу присвоен ESG-риск рейтинг на уровне 24,1, что соответствует Medium Risk уровню по шкале Агентства Sustainalytics.

7. Принципы учетной политики

Работа Общества в 2023 г. в электроэнергетической и угольной отраслях осуществлялась в соответствии с утвержденными планами.

В целях единого подхода при составлении отчета об итогах финансово-хозяйственной деятельности группой компаний АО «Самрук-Энерго» в консолидации применяется метод долевого участия. Кроме того, в соответствии с действующей учетной политикой, отражение основных средств и нематериальных активов проводится по первоначальной стоимости, то есть без учета переоценки. Дочерние компании включаются в консолидированную финансовую отчетность по методу приобретения. Приобретенные идентифицируемые активы, а также обязательства и условные обязательства, полученные при объединении бизнеса, отражаются по справедливой стоимости на дату приобретения независимо от размера неконтролирующей доли участия.

На основании вышеизложенного, при использовании метода долевого участия в консолидированном балансе исключены обороты таких крупных компаний, как АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», компания угольных активов Fogram Muider B.V., доля владения в которых со стороны АО «Самрук-Энерго» составляет 50%.

При формировании консолидированного финансового результата АО «Самрук-Энерго» доля прибыли по этим компаниям находит отражение в статье «доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия и обесценение инвестиции».

8. Финансово-экономические показатели

№ п/п	Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
1	Доход от реализации продукции и оказания услуг	332 537	381 465	444 960	638 112	695 621
1.1.	Производства электроэнергии	253 593	286 873	289 801	336 532	377 557
1.2.	Реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	125 685	137 578	167 467	225 179	252 137
1.3.	Производства теплоэнергии	18 703	19 762	23 284	27 151	28 023
1.4.	Передачи и распределения электроэнергии	46 428	53 654	66 722	81 979	100 745
1.5.	Реализации химически очищенной воды	1 781	1 852	1 844	1 860	1 865
1.6.	Аренды	3 930	4 188	21 843	29 646	16 101
1.7.	Прочее	3 702	5 574	9 473	6 373	6 798
2	Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(254 847)	(288 929)	(329 676)	(483 534)	(531 598)
2.1.	Себестоимость производства электроэнергии	(183 478)	(202 949)	(210 922)	(234 221)	(265 419)
2.2.	Себестоимость реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	(128 428)	(140 490)	(170 278)	(223 336)	(250 368)
2.3.	Себестоимость производства теплоэнергии	(19 306)	(22 168)	(25 649)	(29 857)	(33 444)

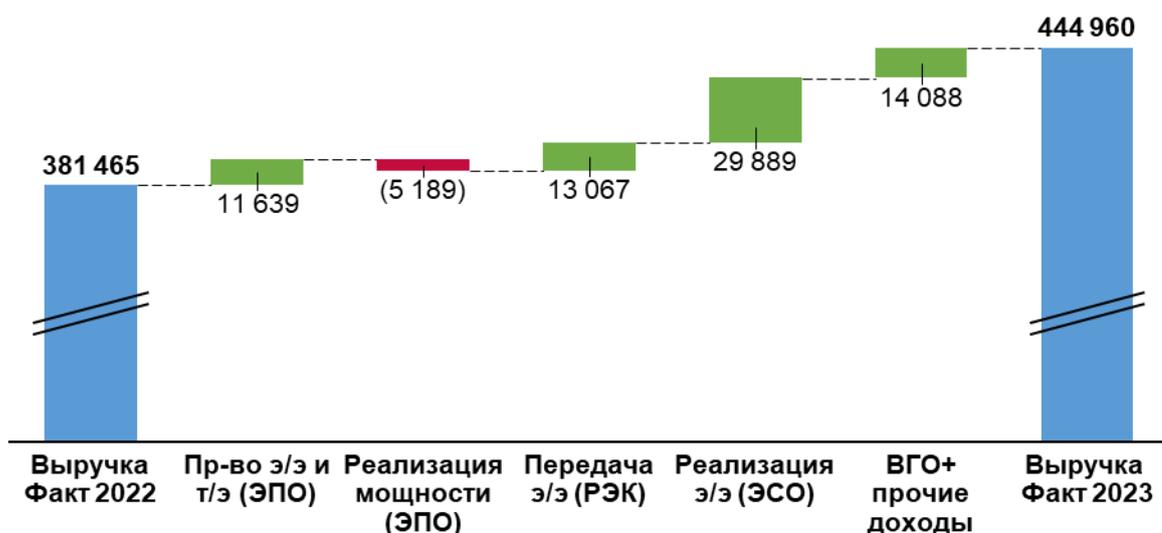
№ п/п	Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
2.4.	Себестоимость передачи электроэнергии	(39 358)	(47 040)	(54 703)	(61 544)	(64 533)
2.5.	Себестоимость реализации химически очищенной воды	(1 848)	(2 001)	(1 976)	(2 310)	(2 428)
2.6.	Себестоимость прочих видов основной деятельности	(767)	(1 140)	(1 220)	(1 518)	(1 591)
	<i>Амортизация основных средств и нематериальных активов</i>	(55 168)	(59 764)	(62 556)	(71 396)	(92 850)
3	Валовая прибыль	77 690	92 536	115 284	154 578	164 023
4	Доходы от финансирования	2 616	2 747	6 451	3 650	3 304
5	Прочие доходы	7 278	7 812	6 235	255	431
6	Расходы на реализацию продукции и оказание услуг	(9 029)	(9 110)	(8 931)	(9 215)	(9 922)
7	Общие и административные расходы	(14 793)	(18 852)	(13 525)	(20 435)	(21 215)
8	Операционная прибыль	53 868	64 574	92 828	124 928	132 885
9	Прибыль до отчислений по амортизации, процентам и КПП (ЕБИТДА)	123 447	141 382	159 484	225 392	227 720
10	Расходы на финансирование ⁽²⁾	(30 139)	(29 748)	(25 244)	(35 918)	(42 848)
11	Прочие расходы от неосновной деятельности ^{(1) (2)}	(23 354)	(14 337)	(20 309)	(244)	(233)
12	Доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия и обесценение инвестиции	13 455	16 103	3 121	10 691	21 870
13	Прибыль (убыток) от прекращенной деятельности	0	(736)	(0)	(0)	(0)
14	Прибыль (убыток) до налогообложения	23 723	46 417	63 082	103 362	115 409
15	Расходы по корпоративному подоходному налогу	(8 377)	(16 111)	(19 352)	(23 130)	(22 825)
16	Итоговая прибыль (убыток) до вычета доли меньшинства	15 347	30 306	43 730	80 232	92 584
17	Доля меньшинства	300	175	649	901	503
18	Итоговая прибыль, причитающийся Акционерам Группы	15 046	30 132	43 080	79 330	92 081

(1) в ФО убыток от курсовой разницы 2021-2023 гг. отражен в разделе «финансовые расходы»

(2) в ФО убыток от обесценения отражен в статье «Убытки от обесценения нефинансовых активов»

Примечание: Расшифровка доходов и себестоимости приведена в разрезе видов деятельности (не по сегментам) и указана без учета элиминирования.

Доходы от реализации продукции и оказания услуг по Группе компаний «Самрук-Энерго» в 2023 году составили 444 960 млн тенге:



Увеличение консолидированной выручки произошло, в большей степени, по сегменту реализация (сбыт) рост выручки связан с увеличением объемов сбыта электроэнергии на 239 млн. кВтч (3%) и тарифа на реализации электроэнергии ТОО «АлматыЭнергоСбыт» с 20,09 тенге/кВтч до 23,64 тенге/кВтч.

Увеличение выручки по передаче электроэнергии связано с ростом объемов передачи электроэнергии на 533 млн. кВтч (7%) и тарифа на передачу электроэнергии АО «Алатау Жарык Компаниясы» с 6,58 тенге/кВтч до 7,68 тенге/кВтч.

По сегменту производство электроэнергии за счет увеличения предельных тарифов ЭПО с 1 июня 2023 г, при этом произошло снижение объёмов реализации мощности по итогам проведенных торгов на 2023 г.

Также увеличение наблюдается по сегменту производство теплоэнергии за счет роста объема реализации (в связи с более низким температурным режимом в регионе) и тарифа на производства теплоэнергии.

Структура доходов 2023 года по основным видам деятельности



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2024 г. доход от реализации запланирован в размере 638 112 млн. тенге, что выше факта 2023 г. на 193 152 млн.

тенге или 43%. Увеличение обусловлено ростом тарифов по производству и сбыту электроэнергии, объемов и тарифа на мощность (с 590 тыс. тенге/МВт*мес до 1 065 тыс. тенге/МВт*мес), а также включения в периметр консолидации доходов ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» и ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС».

В прогнозе на 2025 г. наблюдается увеличение дохода к прогнозу 2024 г. в связи с ростом доходов по производству электроэнергии в основном за счет роста тарифов на производство, передачи и сбыт электроэнергии, тарифа на мощность с 1 065 тыс. тенге/МВт*мес до 1 215 тыс. тенге/МВт*мес. Также увеличение за счет роста объемов реализации, передачи и сбыта электроэнергии, а также объемов мощности.

Доход от реализации продукции и оказания услуг в разбивке по производителям

Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
Доход от реализации продукции и оказания услуг	332 537	381 465	444 960	638 112	695 621
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	166 366	189 266	186 939	205 940	233 720
ТОО «АлматыЭнергосбыт»	125 685	137 578	168 309	225 179	252 137
АО «Алматинские Электрические Станции»	78 654	86 220	96 660	104 980	115 247
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	46 594	53 842	67 712	82 159	100 928
АО «Мойнакская ГЭС»	19 003	22 804	21 720	20 991	21 011
АО «Шардаринская ГЭС»	7 183	8 680	8 991	7 447	8 022
ТОО "АЭС Усть-Каменогорская ГЭС"	-	-	-	9 143	10 537
ТОО "АЭС Шульбинская ГЭС"	-	-	-	13 222	14 994
ТОО «Первая Ветровая Электрическая Станция»	4 881	4 987	6 170	7 705	8 090
АО «Бухтарминская ГЭС»	3 927	4 181	21 837	29 644	16 100
ТОО "Energy Solution center"	1 128	1 515	1 595	1 836	1 935
ТОО «Samruk-Green Energy»	399	409	500	475	504
Внутригрупповые обороты (элиминирование)	-121 285	-128 016	-135 475	-70 609	-87 605

Основную долю в доходах от основной деятельности Общества занимают ТОО «Экибастузская ГРЭС -1», АО «Алматинские Электрические Станции», АО «Алатау Жарык Компаниясы», ТОО «АлматыЭнергоСбыт». Вместе с тем, при консолидации доходов из общей суммы исключаются внутригрупповые обороты в основном по энергопроизводящим и распределительным компаниям.

Себестоимость продукции и оказания услуг

Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
Топливо	60 320	68 247	91 379	119 940	127 614
Оплата труда и связанные расходы	34 120	45 643	53 766	64 534	68 311
Стоимость приобретенной электроэнергии	42 426	50 991	56 404	116 754	124 014

Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
Услуги по поддержанию готовности электрической мощности	8 718	8 819	8 848	15 237	17 383
Износ основных средств и амортизация НМА	55 168	59 764	62 556	71 396	92 850
Ремонт и содержание	9 901	9 950	11 377	15 216	17 650
Услуги по передаче электроэнергии	13 239	16 847	16 922	15 390	16 032
Материалы	1 930	2 181	2 777	4 309	4 542
Водообеспечение	6 329	7 106	7 582	8 631	8 771
Потери в сетях*	2	2	2	14 986	15 193
Налоги, кроме подоходного налога	4 923	4 642	4 633	6 176	6 964
Плата за эмиссии в окружающую среду	7 802	7 664	4 435	11 930	13 209
Услуги сторонних организаций	5 649	3 385	3 350	12 823	12 712
Прочие	4 320	3 688	5 643	6 213	6 353
ИТОГО	254 847	288 929	329 676	483 534	531 598

*Увеличение расходов по потерям в сетях в 2024-2025 годах связано с покупкой э/э для компенсации нормативных потерь у Единого закупщика (ранее данные расходы элиминировались в связи с покупкой э/э у АО «Алматинские Электрические Станции»).

Себестоимость по итогам 2023 г. составила 329 676 млн. тенге, что на 14% выше факта 2022 г. Увеличение расходов за счет увеличения переменных производственных расходов (уголь, газ, услуги АО «KEGOC» и др) в связи с ростом цены на товары и услуги, расходов на балансирующем рынке электроэнергии (далее – БРЭ), расходов на оплату труда производственного персонала в рамках оказания социальной поддержки работникам ДЗО, по налогам и другим обязательным платежам в бюджет, индексации цен на сырье и производственные материалы.

Амортизация за 2023 г. составила 62 556 млн. тенге, увеличение к аналогичному периоду прошлого года на 2 793 млн. тенге или 5%. Основное увеличение по АО «Алматинские Электрические Станции» в связи с начислением резерва по ликвидационному фонду в основные средства.

Структура себестоимости по основным видам деятельности



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2024 и 2025 годы себестоимость увеличивается в связи с ростом цен на товары и услуги, расходы по покупке балансирующей электроэнергии на БРЭ, увеличения затрат на оплату труда производственного персонала, включения в периметр консолидации Общества расходов ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» и ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС», а также в связи с увеличением объемов производства.

Расходы на реализацию, млн. тенге

Расходы на реализацию по итогам 2023 г. уменьшилось на (179) млн. тенге (на 2%) по сравнению с 2022г. и составили 8 931 млн. тенге. Данное отклонение вызвано снижением затрат на услуги АО «KEGOC» по организации балансирования производства-потребления электрической энергии по причине снижения тарифа.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2024 г. **расходы на реализацию продукции** запланирован в размере 9 215 млн. тенге, что выше факта 2023 г. на 284 млн. тенге или 3%. Увеличение расходов на реализацию связано с увеличением объема отпуска электроэнергии с шин ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», а также увеличением цен на услуги АО «KEGOC». В прогнозе 2025 г. увеличение по сравнению с 2024 годом обусловлено ростом объема отпуска электроэнергии с шин ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» и ростом цены на услуги АО «KEGOC».

Административные расходы, млн. тенге

По итогам 2023 г. административные расходы составили 13 525 млн. тенге, что ниже на 5 327 млн. тенге или 28% по сравнению с аналогичным периодом 2022 г., в основном за счет ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» отражения в прошлом периоде пени по дополнительной декларации по КПН, связанной с отменой налоговых преференций по ОРУ-500 за 2016-2020 годы.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2024 г. административные расходы выше уровня 2023 г. и составляют 20 435 млн. тенге. Увеличение в основном связано с индексацией заработной платы в рамках оказания социальной поддержки работникам ДЗО; ростом расходов по консультационным, аудиторским и юридическим услугам (перераспределение расходов на консультационные услуги 2023 года на 2024 год). Также увеличение за счет включения в периметр консолидации Общества ОАР ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» и ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС». В прогнозе на 2025 г. увеличение административных расходов в основном за счет индексации затрат.

Финансовые расходы, млн. тенге

Финансовые расходы по итогам 2023 г. составили 25 244 млн. тенге, что ниже фактического значения за 2022 г. на 4 504 млн. тенге. Снижение в основном по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» в виду того, что за отчетный период была проведена капитализация расходов по вознаграждениям и уменьшение по Корпоративному

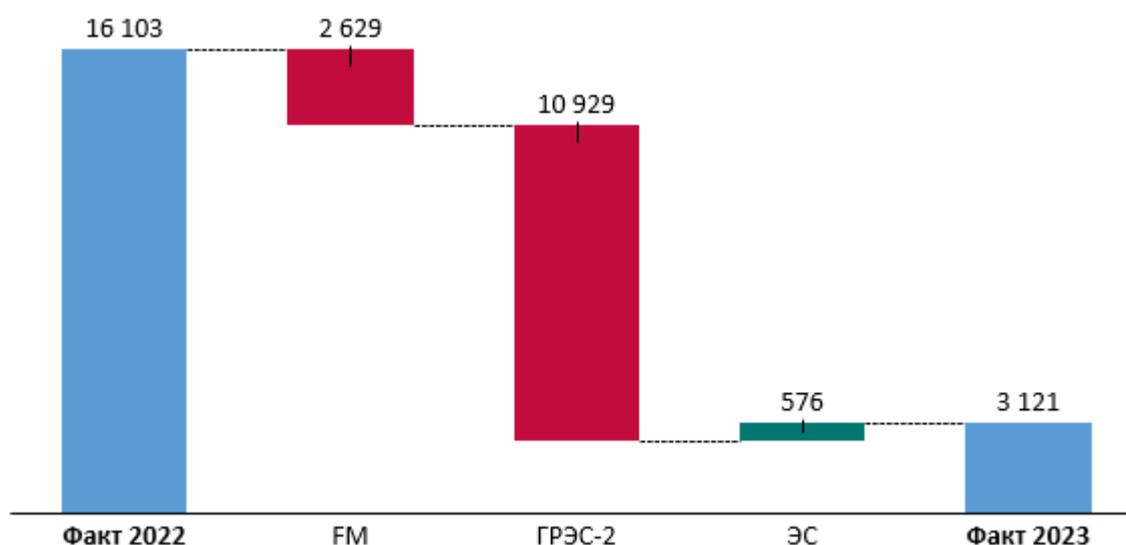
Центру в связи со снижением долга ввиду досрочных и плановых погашений по займам полученных.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2024 г. расходы на финансирование составляют 35 918 млн. тенге. Увеличение в основном за счет отражения расходов по займам ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» (Блок №1) в текущих расходах со второго полугодия 2024 года, а также увеличения долгового портфеля. Увеличение в прогнозе 2025 года, по сравнению с 2024 годом, за счет отражения расходов по займам ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» (Блок №1) в текущих расходах с начала 2025 года.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий

Показатель, млн тенге	2021 (факт)	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (прогноз)	2025 (прогноз)
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий	13 455	16 103	3 121	10 691	21 870



Прибыль от долевых компаний за 2023 год составила 3 121 млн. тенге, уменьшение по отношению к аналогичному периоду на (12 982) млн. тенге или (81%), в основном за счет начисления дополнительного резерва, снижению среднеотпускного тарифа на э.э АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», а также по Forum Muider B.V. за счет отражения резерва по неликвидным ТМЗ и сомнительной дебиторской задолженности и уменьшением расходов на реализацию продукции связанных в результате снижения объемов экспорта (уменьшение спроса).

9. Созданная и распределенная экономическая стоимость

Экономическая результативность деятельности Общества отражена в таблице созданная и распределенная экономическая стоимость.

Созданная экономическая стоимость отражает основные источники формирования дохода Общества, а именно доход от производства, передачи и сбыта электроэнергии, а также от реализации угля и полученные вознаграждения.

Созданная стоимость распределяется между поставщиками и подрядчиками, сотрудниками Общества, акционерами и кредиторами, государством, а также местными сообществами.

Распределенная экономическая стоимость	
Выплаты поставщикам и подрядчикам	Операционные затраты - денежные платежи контрагентам по оплате материалов, компонентов продукции, оборудования и услуг, арендных платежей и т.д.
Выплаты сотрудникам	Фонд заработной платы, социальные налоги и отчисления, пенсионные и страховые платежи, затраты на медицинские услуги работникам и другие формы поддержки работников
Выплаты поставщикам капитала	Дивиденды всем категориям акционеров и проценты, выплачиваемые кредиторам
Выплаты государству	Налоговые отчисления
Инвестиции в местные сообщества	Пожертвования благотворительным и неправительственным организациям и исследовательским учреждениям, затраты на поддержку общественной инфраструктуры, а также прямое финансирование социальных программ, культурных и образовательных мероприятий

По итогам 2023 года созданная экономическая стоимость составила 617 млрд. тенге и распределенная экономическая стоимость составила 512 млрд. тенге, в результате нераспределенная экономическая стоимость составила 104 млрд. тенге. Согласно утвержденному Плану развития на 2024-2028 гг. в 2024 и 2025 годах планируется увеличение созданной и распределенной экономической стоимости.

Показатель*	млн. тенге				
	2021	2022	2023	2024	2025
	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз
Созданная экономическая стоимость	465 806	520 350	616 994	831 333	915 044

Показатель*	2021	2022	2023	2024	2025
	Факт	Факт	Факт	Прогноз	Прогноз
Поступления от продаж	463 690	517 254	611 048	823 327	912 048
Полученные вознаграждения (проценты)	2 116	3 096	5 946	8 006	2 996
Распределенная экономическая стоимость	363 943	407 694	512 531	727 197	735 646
Операционные затраты	228 733	246 973	350 498	491 158	519 010
Заработная плата и социальные отчисления	50 327	63 625	75 794	83 938	90 313
Выплаты поставщикам капитала	32 702	30 453	21 753	58 461	37 037
Выплаты государству	52 149	66 518	64 308	93 507	89 154
Инвестиции в местные сообщества	85	32	125	134	132
Нераспределенная экономическая стоимость	101 862	112 656	104 463	104 136	179 398

* - Ранее показатели были рассчитаны по методу начисления. В целях исключения не денежных операций, в том числе амортизации, текущие показатели рассчитаны на данных отчета о движении денежных средств. Показатели взяты с учетом долей владения в совместных предприятиях.

10. Тарифное государственное регулирование видов деятельности компании

Средневзвешенные тарифы на производство электроэнергии

Наименование ДЗО	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	7,31	8,06	8,00
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.	6,82	7,44	7,59
тариф РК	6,76	7,44	7,59
тариф на экспорт, тенге/кВтч.	10,31	-	-
тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	590	590	590
индивид.тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	-	-	-
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	10,38	11,39	11,46
тариф на экспорт, тенге/кВтч.	11,65	13,76	13,76
тариф на эл.энергию, тенге/кВтч.	9,74	10,17	10,27
тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	590	590	590
АО «Алматинские Электрические Станции»	13,12	14,05	15,52
тариф на эл.энергию, тенге/кВтч.	11,16	12,27	13,79
средневзвешенный тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	899	796	809
тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	590	590	590
индивид.тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	4 169	3 139	3 139
АО «Мойнакская ГЭС»	23,74	21,69	23,51
тариф на эл.энергию, тенге/кВтч.	12,26	12,92	13,65
тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	2 564	2 564	2 564
АО «Шардаринская ГЭС»	15,32	16,03	16,33
тариф на эл.энергию, тенге/кВтч.	9,27	10,79	11,17
тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	3 868	3 868	3 868

Наименование ДЗО	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт
ТОО «Samruk-Green Energy», тенге/кВтч.	19,74	20,94	23,54
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	33,83	36,84	43,36
ТОО «Энергия Семиречья»- доля 25%	-	22,68	24,65

С 1 января 2019 года в РК начал функционировать рынок электрической мощности. С вводом рынка мощности, средневзвешенные тарифы на электроэнергию в 2020 году для станций возросли, с учетом ввода с 1 июля 2020г. скорректированных предельных тарифов и ввода индивидуальных тарифов на мощность.

В связи с утверждением Министерством энергетики РК дефицитных тарифов для станций, в соответствии с Нормативными актами, ЭПО были представлены заявки в МЭ РК на корректировку предельных тарифов на электроэнергию. В результате с 1 июля 2020г. МЭ РК были утверждены предельные тарифы на электроэнергию, которые действовали вплоть до 31 марта 2021г.

С учетом утверждения Методики определения нормы прибыли (Приказ Министра энергетики №205 от 22.05.2020г. с изменениями согласно Приказа №76 от 11.03.2021г.) – в предельные тарифы ЭПО с 1 апреля 2021г. была включена норма прибыли в соответствие с Приказом Министра энергетики РК от 30.03.2021г.

В соответствии с Законом РК «О поддержке использования ВИЭ», с 01.07.2021г. в отпускном тарифе на электроэнергию ЭПО учитывается надбавка на поддержку использования ВИЭ на уровне 1,57 тенге/кВтч, рассчитанная ТОО «РФЦ по поддержке ВИЭ» на основании затрат на поддержку ВИЭ в РК и объемов отпуска электрической энергии ЭПО, являющихся условными потребителями. С учетом введения сквозной надбавки ВИЭ Приказом Министра энергетики РК №211 от 24.06.2021г. были утверждены новые предельные тарифы на электроэнергию ЭПО. В 2022 году сквозная надбавка составила 1,58 тенге/кВтч. На 1 полугодие 2023г. сквозная надбавка установлена для северной и южной зоны РК в размере 1,97 тенге/кВтч.

19 апреля 2023 года Президентом РК подписан закон «О внесении изменений и дополнений некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам административной реформы в Республике Казахстан». В рамках которого внесены поправки в Закон РК «Об электроэнергетике» в части ввода с 1 июля 2023 года в РК модели Единого Закупщика, которая предусматривает централизованный закуп электрической энергии и балансирующего рынка электроэнергии в режиме реального времени (до 1 июля 2023 года функционировал в имитационном режиме).

В связи с ожидаемым ростом производственных расходов (увеличение ФОТ производственного персонала, рост расходов на топливо и пр.) и расходов на финансирование, с целью получения безубыточного уровня тарифов с 2023 года ЭПО АО «Самрук-Энерго» с соответствии с п.11 Правил утверждения предельного тарифа на э/э №147 (Приказ Министра энергетики РК от 27.02.2015г.) в срок до 1 сентября т.г. были направлены заявки на корректировку предельного тарифа. В

результате Приказом МЭ РК от 26 мая 2023 года №192 утверждены новые предельные тарифы на электрическую энергию с вводом в действие с 01 июня 2023 года, где рост тарифа ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» составил 24%, АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» - 24%, АО «Алматинские Электрические Станции» - 25% и АО «Мойнакская ГЭС» - 9%.

Таким образом, в течение 2023г. для ЭПО действовали следующие предельные тарифы на электроэнергию:

тенге/кВтч					
Наименование ЭПО	Утвержденный тариф 01.01.2023- 31.05.2023	Утвержденный тариф 01.06.2023- 31.12.2023	Откл, %	Утвержденный тариф с 01.01.2024	Откл, %
1	2	3	4=3/2	5	6=5/3
ТОО «ЭГРЭС-1»	5,90	7,32	24%	8,05	10%
АО «СЭГРЭС-2»	8,59	11,20	30%	13,17	18%
АО «АлЭС»	11,19	14,02	25%	17,82	27%
АО «МГЭС»	11,71	12,77	9%	12,77	-
АО «ШарГЭС»	9,82	9,82	-	9,82	-

Также Приказом Министра энергетики РК от 28 декабря 2023 года (№479) были утверждены предельные тарифов на электроэнергию ЭПО с 1 января 2024 года, где рост тарифа ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» составил -10%, АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» - 18% и АО «Алматинские Электрические Станции» - 27%.

Начиная с 2020г. с Министерством Энергетики РК проводится работа по утверждению инвестиционных тарифов для станций, осуществляющих масштабные инвестиционные проекты - АО «Мойнакская ГЭС», АО «Шардаринская ГЭС», АО «Алматинские Электрические Станции» и ТОО «Экибастузская ГРЭС-1».

28.02.2021г. ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» заключено инвестиционное Соглашение с МЭ РК на модернизацию, реконструкцию, расширение и обновление по Проекту восстановления энергоблока №1 с установлением тарифа в размере 1 199 тыс.тенге /МВт*мес на период 2025-2031гг. в расчете на объем услуги 476,6 МВт.

Параметры заключенных инвестиционных соглашений приведены ниже.

тыс.тенге /МВт*мес.			
Наименование ЭПО	Объем	Индивидуальный тариф	период
АО «Алматинские Электрические Станции»	69,5 МВт	4 168,60	2020-2024 гг.
АО «Мойнакская ГЭС»	298 МВт	2 563,67	2020-2026 гг.
АО «Шардаринская ГЭС»	61 МВт	4 069,3	2020-2028 гг.
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	476,6 МВт	1 199	2025-2031 гг.
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	576 МВт	5 017,77	2027-2036 гг.

13 октября 2023 года заключено Инвестиционное соглашение на модернизацию, реконструкцию, расширение и (или) обновление АО «Станция

Экибастузская ГРЭС-2» на 2023-2036 года между ГУ «Министерство энергетики Республики Казахстан» и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2».

Тарифы на производство теплоэнергии

Наименование	тенге/Гкал.				
	2021г. факт	2022г. факт	2023г. факт	2024г. прогноз	2025г. прогноз
АО «Алматинские электрические станции»	3 392	3 782	4 215	5 064	5 181
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	772	812	874	877	906
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	233	221	189	185	196

Как для субъекта естественной монополии, законодательство предусматривает утверждение долгосрочных (5+ лет) предельных уровней тарифов для организаций, производящих тепловую энергию, с включением в них инвестиционной составляющей и ежегодной индексацией затрат. Предельные тарифы утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции. Однако, увеличение тарифов производится не чаще одного раза в год и существуют риски сохранения тарифов без увеличения, в случаях роста затрат станции по объективным причинам.

С начала 2023 года тариф АО «Алматинские Электрические Станции» на тепловую энергии составлял 4 003,36 тенге/Гкал. В результате работы с ДКРЕМ утверждены новые тарифы на тепловую энергию с учетом увеличения цен на стратегические товары (уголь, мазут) и роста среднемесячной заработной платы:

- с 01.08.2023 г. – 4 550,44 тенге/Гкал, рост к предыдущему тарифу – 13,7%;
- с 01.01.2024 г. – 5 063,54 тенге/Гкал, рост к тарифу 2023 года – 26,5%;
- с 01.01.2025 г. – 5 180,57 тенге/Гкал, рост к тарифу 2024 года – 2,3%

Повышение тарифа на тепловую энергию снизит убытки от производства тепла.

В 2024 году АО «Алматинские Электрические Станции» и Обществом планируется дальнейшая работа с ДКРЕМ по обеспечению безубыточной деятельности по теплу.

Тарифы на услуги передачи электроэнергии

Наименование	тенге/кВтч				
	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт	2024г. прогноз	2025г. прогноз
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	6,07	6,58	7,68	8,87	9,95

Для АО «Алатау Жарык Компаниясы», также являющегося субъектом естественной монополии, Приказом ДКРЕМ от 17.05.2021г утверждены предельные тариф на период 2021-2025гг., с вводом в действие тарифа с 1 июня 2021г.

АО «Алатау Жарык Компаниясы» направило заявку на изменение утвержденного тарифа 09.06.2023 года в ДКРЕМ с Проектом тарифной сметы.

Проект тарифной сметы сформирован по следующим основаниям (статья 22 Закона «О естественных монополиях»):

1. Снижение тарифа в связи с увеличением объемов передачи электрической энергии, корректировка технологически связанных статей затрат, с учетом роста стоимости стратегического товара (тарифа АО «Алматинские Электрические Станции») (пп. 5), пп 1) п.1);

2. Изменение утвержденной инвестиционной программы в связи с реализацией государственной программы «Тариф в обмен на инвестиции» (пп 4) п. 1);

3. Рост затрат по заработной плате, в связи с недостижением средней заработной платы по г. Алматы по экономической деятельности, согласно статистике за 4 кв. за 2022 год (пп.9-2) п.1);

4. Включение операционных затрат по эксплуатации переданных на баланс сетей и оборудования из коммунальной собственности на 1,8 млрд. тенге (пп. 9-1) п.1);

5. Доход (прибыль) рассчитан с учетом регулируемой базы задействованных активов и ставки прибыли (допустимый уровень прибыли - ДУП) в тарифе.

По итогам рассмотрения заявки, уполномоченным органом утверждены для АО «Алатау Жарык Компаниясы» следующие тарифы, без НДС:

На 2023 год средний тариф по году – 7,69 тенге/кВтч,

с 01.01.2023г. – 7,05 тенге/кВтч,

с 01.07.2023 года - 8, 31 тенге/кВтч

На 2024 год – 8,87 тенге/кВтч;

На 2025 год - 9,95 тенге/кВтч.

Тарифы на реализацию электроэнергии ЭСО

Наименование	тенге/кВтч				
	2021. факт	2022. факт	2023. факт	2024г. прогноз	2025г. прогноз
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	18,69	20,09	23,64	30,86	33,55

Энергоснабжающая компания ТОО «АлматыЭнергоСбыт», является субъектом общественно-значимого рынка и также подлежит регулированию уполномоченным органом. В расчёт тарифа включены операционные, финансовые и инвестиционные компоненты. Существуют риски искусственного сдерживания роста тарифов Регулятором, в целях сохранения социальной стабильности населения в регионах. Для физических лиц сохранена дифференциация по нормам потребления, для юридических лиц поставка электроэнергии осуществляется по среднеотпускным тарифам.

13 октября 2023г. ДКРЕМ г. Алматы и Алматинской области утверждена предельная цена ТОО «АлматыЭнергоСбыт» в размере 25,57 тенге/кВтч (рост 3,3%) с вводом в действие с 1 ноября 2023 года. Увеличение связано с увеличением снабженческой надбавки (рост операционных расходов) на 42%, которая составила 0,68 тенге/кВтч.

При этом в утвержденной тарифной смете не учтен рост цены на покупку электроэнергии от Единого закупщика, расходы по купле-продаже электроэнергии на балансирующем рынке, убытки за август-октябрь 2023 года по разнице тарифа на передачу электроэнергии АО «Алатау Жарық Компаниясы».

В результате убыток ТОО «АлматыЭнергоСбыт» за 2023 год составил в размере 3,2 млрд. тенге. Данные убытки, согласно Правилам ценообразования на общественно-значимых рынках, подлежат возмещению при очередном пересмотре цены.

В декабре 2023 года, в результате проведенной работы, приказом Министра Национальной экономики РК от 22 декабря 2023 года №276 ТОО «АлматыЭнергоСбыт» включено в список получателей адресной поддержки для энергоснабжающих организаций. В результате цена на покупку электроэнергии у Единого закупщика составит 13 тенге/кВтч (согласно тарифной смете). Это позволит ТОО «АлматыЭнергоСбыт» избежать в 2024 году убытков от разницы цен на электроэнергию, предусмотренных в тарифной смете и фактически сложившихся у Единого Закупщика.

Цена реализации угля

тенге/тонна

Наименование	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт	2024г. прогноз	2025г. прогноз
ТОО «Богатырь Комир»	2 292	2 669	3 084	3 204	3 753

Цена реализации угля ТОО «Богатырь Комир» утверждаются самостоятельно–прейскурантом для потребителей РК для 3-х групп потребителей (энергетика на станции примыкания КТЖ, энергетика на углесборочной станции, коммунально-бытовые нужды). Регулирование осуществляется на основании Предпринимательского кодекса КРЕМ ЗК МНЭ.

11. Исполнение стратегических КПД

№	Наименование	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	2024 Прогноз	2025 Прогноз
Стратегические КПД 1 уровня для ПК						
	Стратегические и аналитические КПД 1 уровня для ПК					
1	Чистый доход, млн. тенге	15 046	30 132	43 080	79 330	92 081
2	Долг/ЕБИТДА (соотношение)	2,41	1,90	1,71	2,62	4,00
3	ROACE, %	4,23	5,90	6,45	8,92	7,69
4	Стоимость чистых активов (NAV), млн. тенге	412 899	442 753	485 969	549 723	641 450
5	ROI, коэф	-	-12%	-		
6	FCF**, млрд. тенге		42,2	37,0	4,6	27,8
7	ESG-рейтинг**, балл		-	24,1	-1	-1
8	Снижение нетто углеродного следа**, %		-3%	-1%***	1%	3%
9	Доля внутристрановой ценности в закупках товаров **, %		-	66%	80,0%	-
10	Доля внутристрановой ценности в закупках работ и услуг **, %		-	92%	94,0%	-

№	Наименование	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	2024 Прогноз	2025 Прогноз
11	Лидерский поведенческий аудит безопасности**		6 274	7 186	3 300	3 400
	Отраслевые КПД					
12	Доля рынка электроэнергии в РК	31,11%	31,79%	31,31%	31,90%	31,74%
13	LTIFR	0,19	0,30	0,36	0,25	0,23
	Ключевые национальные индикаторы					
14	Производительность труда, тыс.тенге/чел	35 700*	13 273	14 872	63 086	68 615
15	Инвестиции в основной капитал, тыс.тенге	61 697 602	100 579 914	132 145 871	357,2	735,0
16	Объем выработки электроэнергии от возобновляемых источников энергии, тыс. кВт/ч	165 048	417 371	554 379	571 017	570 987
17	«Валовый приток прямых иностранных инвестиций, млрд.долл.США»	0,006	0,043	0,014	0,356	0,526

*по методике 2021 г.

** Данные КПД введены с 2023 года.

*** указана оценочное значение равная плану. Фактическое значение рассчитывается после получения верифицированных отчетов по инвентаризации парниковых газов (согласна ЭК РК до 1 апреля за предыдущий календарный год).

В целом Стратегические показатели Компании имеют тенденцию к улучшению в период с 2021 по 2025 годы. Основными факторами роста являются увеличение объемов реализации электроэнергии и мощностей на внутреннем рынке, увеличение тарифов ДЗО, получение индивидуальных тарифов на мощность, сокращение удельных расходов топлива и воды на технологические нужды, оптимизация затрат на ТЭР-энергосбережение, а также снижение долговой нагрузки. При этом в 2024-2025 гг планируется увеличение долговой загрузки в связи с реализацией инвестиционных проектов

12. Анализ капитальных затрат по методу освоения

млн. тенге

№	ДЗО	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.
		факт	факт	факт	прогноз	прогноз
	ВСЕГО	61 698	100 580	132 146	272 700	754 354
1	Инвестиционные проекты, в т. ч.	25 206	58 372	80 393	150 262	635 550
1.1	Восстановление Блока 1 с установкой новых электрофильтров	10 930	32 681	71 113	39 694	-
1.2	Модернизация энергоблока №3 ГРЭС-1	-	-	-	3 521	64 747
1.3	Расширение и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3	104	10 209	121	3 175	71 272
1.4	Разработка ТЭО строительства энергоблока ст.№4 ГРЭС-2	-	-	-	233	-

1.5	Переход на циклично-поточную технологию (ЦПТ) добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля на разрезе «Богатырь» Экибастузского угольного месторождения	9 693	7 896	5 373	88	-
1.6	Строительство ПС «Кокозек»	2 000	354	-	-	-
1.7	Строительство ПС Турксиб	19			380	1 000
1.8	Реконструкция ПС-220/110/10кВ №7 АХБК	-	2		1 315	3 773
1.9	Реконструкция электрических сетей	-	-	1 928	9 368	12 758
1.10	Модернизация ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду. Разработка ТЭО и прохождение экспертизы	313	560	1 683	42 990	269 528
1.11	Расширение ТЭЦ-1 со строительством ПГУ мощностью 200-250 МВт	-	271	3	691	8 255
1.12	Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ с увеличением мощности станции до 450 МВт	-	334	123	47 992	195 986
1.13	Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре, мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт	23	4 944	49	-	-
1.14	Строительство ВЭС Ерейментау мощностью 50 МВт	2 099	1 065	-	123	10
1.15	Расширение существующей ВЭС «Ерейментау-1» мощностью 45 МВт на две ветроэнергетические установки мощностью 2,5 МВт каждая	9	56	0,06	-	-
1.16	Разработка ПредТЭО Семей ГЭС				418	
1.17	Прочие проекты	15	2	-	275	8 221
2	Поддержание в рабочем состоянии производственных активов	35 198	41 052	49 555	117 039	117 674
2.1	ТОО «Богатырь Комир» (50%)	4 243	7 995	6 824	8 997	7 944
2.2	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" (50%)	1 616	1 985	2 483	4 375	3 940
2.3	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	8 886	9 859	12 957	47 728	53 880
2.4	АО «Алатау Жарық Компаниясы»	10 692	11 289	14 173	22 855	31 958
2.5	АО "Алматинские электрические Станции"	9 042	9 563	11 947	23 072	13 744
2.6	АО «Мойнакская ГЭС»	415	103	574	3 038	355
2.7	АО «Шардаринская ГЭС»	10	54	22	254	21
2.8	ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	90	85	77	93	79
2.9	ТОО «Samruk-Green Energy»	26	22	21	24	14
2.10	ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	180	96	476	833	686
2.11	ТОО «Ereymentau Wind Power»	-	-	-	-	-

2.12	ТОО "Энергия Семиречья" (25%)			0,3	-	-
2.13	ТОО «Energy Solutions Center»	-	-	-	-	-
2.14	Шульбинская ГЭС	-	-	-	4 076	4 307
2.15	Усть-Каменогорская ГЭС	-	-	-	1 695	747
3	Поддержание в рабочем состоянии административных активов	1 267	1 157	2 198	3 591	416
4	Прочие	26	-	-	1 809	713

Проекты, реализованные в 2021 г.

В 2021 г. реализованные проекты отсутствуют.

Проекты, реализованные в 2022 г.

В 2022 году 21 июля по проекту «Строительство ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт» получен акт приемки объекта в эксплуатацию от ГУ «Отдел строительства, архитектуры и градостроительства Енбекшиказахского района». Проект позволит дополнительно производить ориентировочно 226 млн. кВтч электроэнергии в год с использованием возобновляемых источников энергии.

Проекты, реализованные в 2023 году

Проект «ПС «Кокозек»

Завершен монтаж оборудования на ОРУ-110кВ ПС «Кокозек», установлены 102 опоры ВЛ-110кВ. 9 октября 2023 года ПС «Кокозек» запущена в производство.

Проект «Переход на авто-конвейерную циклично-поточную технологию добычи угля на разрезе «Богатырь»

В 3 квартале 2023 года выполнены пуско-наладочные работы комплекса. Акт приемки объекта в эксплуатацию от 19 декабря 2023 года зарегистрирован Отделом г. Экибастуз по регистрации и земельному кадастру филиала НАО «Правительство для граждан» по Павлодарской области 22 декабря 2023 года.

Проекты, реализуемые в 2024 году

Проект «Восстановление энергоблока №1 с установкой новых электрофильтров»

23 декабря 2023 года энергоблок отработал 13 часов 23 минуты в тестовом режиме с включением в сеть в 01:44 ч и отключением в 15:08 ч. Средняя нагрузка на энергоблоке составила 100 МВт. максимальная нагрузка – 131 МВт. (в 09:30 ч). Выработка электроэнергии блоком №1 составила 1,1 млн. кВт/ч.

Запланированные работы на 2023 год по монтажу и демонтажу завершены. Остаточная часть работ будет завершена после поставки оборудования ТПН от ПАО «Калужский Турбинный Завод». Планируется завершить проект до конца 2024 года с выходом на номинальную мощность 500 МВт.

Проекты, реализуемые в 2025 году

В 2025 году планируется завершение проекта СЭС Unigreen Energy на 500 МВт.

13. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости

Исполнение ковенант от внешних кредиторов:

Ковенант	Норматив	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт	Примечание
Долг/ЕВИТДА (ЕБРР, АБР)	не более 3,5	2,70	2,14	1,74	Соблюдается
ЕВИТДА/Проценты (ЕБРР, АБР)	не менее 2,2	5,00	5,92	10,8	Соблюдается
Долг/Собственный капитал (БРК)	не более 2,0	0,59	0,50	0,43	Соблюдается

Наименование	2019 Факт	2020 Факт	2021 Факт	2022 Факт	2023 Факт
Долг/ЕВИТДА	3,31	2,96	2,41	1,90	1,71
Долг/Собственный капитал	0,56	0,54	0,59	0,50	0,43
Текущая ликвидность	0,70	0,75	0,53	0,57	1,04

По итогам 2023 года АО «Самрук-Энерго» (далее – Общество) соблюдены финансовые и нефинансовые ковенанты кредиторов, которые фиксируются на полугодовой основе.

По итогам 2023 года АО «Самрук-Энерго» достигло целевых показателей по коэффициентам финансовой устойчивости, предусмотренных акционером

Рост долговой нагрузки

По итогам 2023 года консолидированный номинальный долг Общества составил 271,7 млрд. тенге, уменьшение номинального долга за отчетный период по сравнению с итогами 2022 года (314,6 млрд. тенге) составило – 42,9 млрд. тенге.

Снижение номинального долга в 2023 году обусловлено полным досрочным погашением Общества займа ЕБРР, валютного займа АО «Мойнакская ГЭС» перед БРК и займа ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» перед АО «Народный банк Казахстана».

В рамках нивелирования валютных и инфляционных рисков Обществом проведены следующие мероприятия в 2023 г.:

В целях нивелирования валютного риска в сентябре 2023 г. проведены работы по полному досрочному погашению валютного займа АО «Банк Развития Казахстана» на сумму 6,41 млн. долларов США со ставкой 1,15*6M LIBOR+1,15% (5,96%) в АО «Мойнакская ГЭС».

Кредитный рейтинг (Fitch Ratings)

20 октября 2023 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочные кредитные рейтинги Самрук-Энерго в иностранной и национальной валюте на уровне «BB+», прогноз «Стабильный», а также пересмотрело оценку оказания компании государственной поддержки с уровня «сильный» до уровня «очень сильный».

14. Условные и договорные обязательства и операционные риски

Операционная среда

24 февраля 2022 года Россия начала военную операцию на Украине, в ответ на которую США, Европейский союз и ряд других государств ввели

широкомасштабные санкции в отношении России, включая запрет российским банкам пользоваться системой Swift.

Россия является крупнейшим торговым партнером Казахстана. Россия также является ключевым торговым транзитом, в частности, через Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), по которому транспортируется до 80% нефти на экспорт. В данный момент власти Казахстана рассматривают альтернативные маршруты по экспорту нефти, в том числе через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), однако воплощение данных инициатив требует значительных вложений в инфраструктуру.

В ноябре 2023 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило суверенный рейтинг Казахстана на уровне «BBB» со «стабильным» прогнозом, данный рейтинг отражает сильные бюджетные и внешние балансы, устойчивые к внешним шокам, а также гибкость финансирования, подкрепленную накопленными сбережениями от нефтяных доходов. Этим сильным сторонам противопоставляется высокая зависимость от сырьевых товаров, высокая инфляция, которая частично отражает менее развитую макроэкономическую политику по сравнению с аналогичными странами в категории «BBB», а также слабые показатели управления. Сырая нефть и нефтяной конденсат по-прежнему вносят наибольший вклад в бюджетные доходы и экспорт, а на долю этого экспорта приходится 17% ВВП, что может подвергать экономику внешним шокам. Предпринимаются усилия по диверсификации экономики, на реализацию которых потребуется время в связи с имеющимися проблемами, связанными с бизнес средой и нехваткой квалифицированных кадров.

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Эти особенности также включают, но не ограничиваются национальной валютой, которая не имеет свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг.

По состоянию на дату настоящего отчета официальный обменный курс Национального Банка Республики Казахстан составил 451.03 тенге за 1 доллар США по сравнению с 454.56 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2023 года (31 декабря 2022 года: 462.65 тенге за 1 доллар США).

Уровень инфляции составил 9.8% в декабре 2023 года после достижения пика в размере 21.3% в феврале 2023 года. Рост экономики в 2023 году составил 4.8%, и, по прогнозам аналитиков, темпы роста национальной экономики в ближайшие три года составят в среднем чуть менее 4% в год.

Экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство принимает необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы. Однако, будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

Кроме того, электроэнергетический сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в Республике Казахстан. Перспективы экономической

стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, предпринимаемых Правительством, а также от развития правовой, контрольной и политической систем, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы.

Руководство Группы следит за текущими изменениями в экономической и политической ситуации и принимает меры, которые оно считает необходимыми для поддержания устойчивости и развития бизнеса Группы в ближайшем будущем.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Группа использует подтверждаемую прогнозную информацию, включая прогнозы макроэкономических показателей. Однако, как и в любых экономических прогнозах, предположения и вероятность их реализации неизбежно связаны с высоким уровнем неопределенности, и, следовательно, фактические результаты могут значительно отличаться от прогнозируемых.

Налоговое законодательство

Казахстанское законодательство и практика налогообложения находятся в состоянии непрерывного развития, и поэтому подвержены различному толкованию и частым изменениям, которые могут иметь обратную силу. В некоторых случаях, в целях определения налогооблагаемой базы, налоговое законодательство ссылается на положения МСФО, при этом толкование соответствующих положений МСФО казахстанскими налоговыми органами может отличаться от учётных политик, суждений и оценок, применённых руководством при подготовке данной консолидированной финансовой отчётности, что может привести к возникновению дополнительных налоговых обязательств у Группы. Налоговые органы могут проводить ретроспективную проверку в течение пяти лет после окончания налогового года.

С июля 2020 года Комитетом государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан (далее – «КГД») осуществлен запуск пилотного проекта по внедрению горизонтального мониторинга, который продлился до 31 декабря 2023 года. Так, в 2021-2022 годах КГД в рамках пилотного проекта по горизонтальному мониторингу было проведено изучение исторических данных на ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» и Самрук-Энерго (Корпоративный центр) за пятилетний период, по итогам которого проведены налоговые проверки, выставлены Уведомления о результатах налоговой проверки. Основные выявленные нарушения включали в себя вычеты по вознаграждениям по займам, а также занижение КПН у источника выплаты. Группа выразила свое несогласие, были поданы иски и жалобы в суды и Апелляционную комиссию Министерства Финансов РК. В декабре 2023 года Апелляционная комиссия Министерства Финансов РК вынесла решение по Корпоративному центру в пользу Группы (Примечание 22), по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» оспаривание в судах продолжается.

Руководство Группы считает, что ее интерпретации соответствующего законодательства являются приемлемыми, и налоговая позиция Группы обоснована. По мнению руководства, Группы не понесет существенных убытков по текущим и потенциальным налоговым искам, превышающим резервы,

сформированные в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 22).

Страхование

Страховой рынок в РК находится на стадии раннего развития, и многие виды страхования, которые широко распространены в других странах, не доступны в Казахстане. Группа не имеет полной страховой защиты в отношении своих производственных помещений, убытков от прекращения деятельности или обязательств перед третьими лицами за ущерб, причиненный недвижимости или окружающей среде в результате аварий или операций Группы. Пока Группа не имеет полного страхования, существует риск того, что утрата или повреждение отдельных активов может оказать существенное негативное влияние на деятельность и финансовое положение Группы.

Вопросы охраны окружающей среды

В настоящее время в Республике Казахстан ужесточается природоохранное законодательство и продолжается пересмотр позиции казахстанских государственных органов относительно обеспечения его соблюдения. В 2021 году в Республике Казахстан вступил в силу новый экологический кодекс, который регулирует общественные отношения в сфере взаимодействия человека и природы (экологические отношения), возникающие в связи с осуществлением физическими и юридическими лицами деятельности, оказывающей или способной оказать воздействие на окружающую среду. Помимо увеличения ответственности промышленных предприятий за загрязнение окружающей среды, экологический кодекс также предусматривает внедрение иерархии управления отходами и предписывает требования по ликвидации последствий деятельности.

Положения данного кодекса обязывает получение комплексных экологических разрешений (далее – «КЭР») с 2025 года для пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду (далее – «ТОП – 50»), основанием для которого служит внедрение на производстве наилучших доступных техник, связанных с применением наилучших доступных техник (далее – «НДТ»), выдаваемые Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

В перечень ТОП-50 вошли четыре объекта АО «Самрук-Энерго» ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», АО «Алматинские Электрические Станции» (ТЭЦ-2, ТЭЦ-3). Протокольным поручением от 12 декабря 2023 года предприятиями Группы разработаны Дорожные карты по получению Комплексного экологического разрешения и предварительные Проекты Программ повышения экологической эффективности. В настоящее время предприятиями Группы ведется поиск технологий по снижению воздействия на окружающую среду в энергетической отрасли.

Для энергопроизводящих организаций был разработан Справочник по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (далее – «СНДТ»), утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 января 2024 года. Основание для

получения Комплексного экологического разрешения является заключение к СНДТ, утверждение которого ожидается в 2024 году.

В настоящее время Руководство Группы оценивает влияние внедрения НДТ на стоимость будущих операционных и капитальных затрат, так как возврат инвестиций на внедрение НДТ через предельный тариф приведет к перекосам предельных тарифов на электроэнергию.

Также ОЮЛ «Казахстанская электроэнергетической ассоциацией» совместно с энергопроизводящими организациями Казахстана инициированы предложения по переносу срока внедрения НДТ с получением Комплексного экологического разрешения с 2025 года на 2031 год.

Прочие положения экологического кодекса, применимые к определенным предприятиям Группы, включают установку автоматизированных систем мониторинга выбросов и методы обращения с отходами. До проведения полной оценки, невозможно оценить финансовые последствия новых требований нового экологического кодекса Казахстана, но ожидается увеличение стоимости соблюдения экологических требований, либо в виде дополнительных инвестиций, необходимых для управления отходами и разработки соответствующих процессов мониторинга, либо в виде повышения платы за производство отходов.

Согласно вновь введенным нормам экологического кодекса у предприятий есть обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, но требования по ликвидации последствий зависят от категории производственных предприятий и объектов строительства, которые определяются в зависимости характера объектов, степени воздействия на окружающую среду и сферы деятельности предприятий. В 2022 году, Группа признала дополнительные обязательства в отношении ликвидации последствий эксплуатации ее объектов (Примечание 4, 15).

При действующей редакции Экологического кодекса у Группы имеется обязательство по предоставлению финансового обеспечения для ликвидации последствий объектов категории I в срок до 1 июля 2024 года. Финансовое обеспечение предоставляется в виде: гарантии; залога банковского вклада; залога имущества; страхования. Финансовое обеспечение предоставляется в одном из нескольких видов финансового обеспечения перечисленных выше, или в их сочетании по выбору оператора объекта I категории при условии, что доля финансового обеспечения в виде залога банковского вклада должна составлять:

1) по истечении десяти лет с даты ввода в эксплуатацию объекта (для действующих объектов по состоянию на 1 июля 2021 года до 2031 года) - не менее пятидесяти процентов от общей суммы финансового обеспечения;

2) по истечении двадцати лет с даты ввода в эксплуатацию объекта для действующих объектов по состоянию на 1 июля 2021 года до 2041 года - сто процентов от общей суммы финансового обеспечения. Оператор объекта I категории обязан обеспечить наличие финансового обеспечения непрерывно до полного исполнения всех своих обязательств по ликвидации последствий эксплуатации такого объекта.

Размер финансового обеспечения определяется в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, исходя из расчетной стоимости работ по ликвидации последствий эксплуатации объекта I категории, и подлежит перерасчету каждые семь лет.

В настоящее время Группой проводится работа по определению вида финансового обеспечения. Ведутся переговоры с банками по поводу гарантий, со страховыми компаниями по поводу заключения договоров страхования. Расходы по комиссиям по страховым выплатам, согласно Правил формирования тарифа на электроэнергию покрывается тарифом на производство электрической энергии. Также в 2024 году Группа получила заверения со стороны материнской компании о предоставлении гарантии в пользу дочерних компаний Группы, являющихся объектами I категории в срок до 30 июня 2024 года.

В рамках обсуждений с представителями Министерства экологии у руководства Группы есть понимание, что будут внесены изменения в нормы законодательства, в соответствии с которыми будут пересмотрены условия и сроки предоставления финансового обеспечения, а также пересмотрены сроки требования по внедрению НДТ с 2025 года на 2031 год.

Группа проводит периодическую оценку своих обязательств, связанных с охраной окружающей среды, как минимум на ежегодной основе. По мере выявления обязательств они незамедлительно отражаются в финансовой отчетности. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменения существующего законодательства и нормативных актов, а также в результате судебной практики, не могут быть оценены с достаточной степенью надежности, хотя и могут оказаться значительными. Руководство Группы считает, что в условиях существующей системы контроля за соблюдением действующего природоохранного законодательства не имеется существенных обязательств, возникающих в связи с нанесением ущерба окружающей среде, за исключением признанных или раскрытых в настоящей финансовой отчетности.

В соответствии с природоохранным законодательством Группа имеет юридические обязательства по приобретению дополнительных квот на выброс парниковых газов. Для Группы установлены объемы углеродных квот до 2025 года в зависимости от плановой выработки электроэнергии и удельного коэффициента выбросов парниковых газов на единицу продукции. В связи с увеличением объемов производства ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» у Группы сложился дефицит квот на выбросы парниковых газов в 2023 и 2022 годах. Группа ведет работы для подачи заявления на получения дефицита квот на выбросы парниковых газов в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан. На 31 декабря 2023 года резерв включает обязательства ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов за 2023 год (31 декабря 2022 года: за 2022 и 2021 года) (Примечание 18).

Резерв на ликвидацию золоотвалов

В соответствии с Экологическим кодексом, Группа также имеет юридическое обязательство на ликвидации участка золоотвалов, представляющих собой полигоны размещения отходов операционной деятельности Группы. На 31 декабря

2023 года балансовая стоимость резерва на ликвидацию золоотвалов составила 3,143,439 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: 2,481,989 тысяч тенге). Оценка существующего резерва на ликвидацию золоотвалов основана на интерпретации Группой действующего природоохранного законодательства РК, подкрепленной технико-экономическим обоснованием и инженерными исследованиями в соответствии с текущими нормами и методами восстановления и проведения работ по рекультивации. Данная оценка может измениться при завершении последующих природоохранных исследовательских работ и пересмотра существующих программ по рекультивации и восстановлению.

Воздействие вопросов экологии, социального и корпоративного управления (ESG) – учет изменения климата и связанных рисков

Группа солидарна с озабоченностью мирового сообщества по вопросам изменения климата и поддерживает глобальные усилия по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и отказу от углеродного топлива. Стратегической целью АО «Самрук-Қазына», материнской компании Группы, является сокращение углеродного следа на 10% к 2032 году по сравнению с 2021 годом и стремится достичь углеродной нейтральности к 2060 году. В целом, углеродная нейтральность не исключает выбросы парниковых газов - объем выбросов, который невозможно уменьшить, необходимо компенсировать.

В отношении выявленных рисков, связанных с изменением климата, Группа оценила их влияние на признание/прекращение признания активов и обязательств, оценку таких активов и обязательств, а также раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности. Перечисленные ниже области преимущественно подвержены влиянию рисков, связанных с изменением климата:

а) Группа инициировала проекты по строительству новых парогазовых установок на Алматинских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 с целью замены существующего пылеугольного оборудования современными экологически чистыми парогазовыми энергоблоками; и

б) Группа оценила и признала резервы на ликвидацию объектов эксплуатации и восстановление экологического ущерба в связи с недавно введенными нормативными требованиями в соответствии с Экологическим кодексом (Примечание 4, 15).

В отношении выявленных рисков, связанных с изменением климата, Группа оценила их влияние на признание/прекращение признания активов и обязательств, оценку таких активов и обязательств, а также раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности. Перечисленные ниже области преимущественно подвержены влиянию рисков, связанных с изменением климата:

Модернизация Алматинской ТЭЦ-2

В 2023 году по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» заключен ЕРС контракт, подписаны кредитные соглашения с рядом финансовых институтов (Примечание 16). 5 июля 2023 года по ЕРС Контракту был выдан аванс (Примечание 9). Руководство Группы планирует завершить проект перевода ТЭЦ-2 на газ до 31 декабря 2026 года.

Заключение инвестиционного соглашения и получение индивидуального тарифа на мощность, для финансирования проекта перевода ТЭЦ-2 на газ, ожидается до конца 2024 года. Проект по модернизации ТЭЦ-2 предусматривает консервацию действующих мощностей ТЭЦ-2 после ввода новой станции на газе. Группа признала в 2021 году резерв под обесценение в размере 20,737,321 тысяч тенге основных активов ТЭЦ-2, включая угольные энергоблоки, подлежащие консервации или демонтажу после ввода в эксплуатацию парогазовой установки. Соответственно, остаточная стоимость этих активов, к моменту ввода в эксплуатацию новых парогазовых энергоблоков будет равна нулю.

Модернизация Алматинской ТЭЦ-3

АО «Алматинские Электрические Станции» реализует проект «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 (со строительством ПГУ мощностью не менее 450 МВт)» (далее – «Проект»). Сроки реализации проекта: 2022-2026 годы. Цель Проекта: Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 предусматривает замещение существующего пылеугольного оборудования, на современные экологически чистые парогазовые энергоблоки, строительство на существующей площадке новой ТЭЦ большей мощности с маневренным режимом работы, для частичного покрытия дефицита маневренных мощностей в Южной зоне Казахстана.

Подписан Договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности при строительстве вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации с ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии». Подписан ЕРСконтракт, проводится работа по организации финансирования. Заключено SRA (соглашение о резервировании) ЕРС-подрядчика с компанией Ansaldo Energia по поставке основного оборудования ГТУ.

Проект реконструкции Алматинской ТЭЦ-3 предусматривает замещение существующего оборудования, парковый ресурс которого будет отработан к моменту ввода новой станции и, соответственно, также будет полностью амортизирован, на современные экологически чистые парогазовые энергоблоки, таким образом существенных изменений, имеющих отрицательные последствия для Группы, которые ожидаются в ближайшем будущем руководством Группы не определено.

Расследование Прокуратуры Павлодарской области ЭГРЭС-2

16 февраля 2024 года, в казахстанских средствах массовой информации появилась информация о том, что Прокуратура Павлодарской области проводит расследование в отношении СЭГРЭС-2 по факту растраты денежных средств, предназначенных на расширение и реконструкцию тепловой электростанции с установкой 3-го энергоблока. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности, руководство Группы пришло к выводу, что все операции и СЭГРЭС-2 были осуществлены в рамках законодательства и данное событие не имеет влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Руководство Группы отслеживает данный вопрос и предоставляет необходимую информацию и поддержку в Прокуратуре Павлодарской области в рамках данного вопроса.

Расследование Агентства по защите и развитию конкуренции РК ЭГРЭС-1

В настоящее время в ТОО «ЭГРЭС-1» Агентством по защите и развитию конкуренции РК (далее – «АЗРК») проводится проверка по вопросу необоснованного отказа от реализации товара при наличии на момент обращения возможности реализации соответствующего товара, который привел к устранению конкуренции на централизованных торгах на рынке услуг по поддержанию готовности электрической мощности.

По мнению АЗРК РК, в период с 2019 года по 2022 год ЭГРЭС-1, принимая участие в централизованных торгах электрической мощностью, из-за отказа в конкуренции реализовывало на торгах не весь объем мощности, указанный в заявке, тем самым преднамеренно отказываясь от состязательности с другими ЭПО и создавая мнимую конкуренцию с участниками торгов.

Компания осуществляла реализацию мощности по утвержденному тарифу в соответствии с Правилами организации и функционирования рынка электрической мощности (утверждены Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152) и категорически не согласна с вынесенным Приказом Антимонопольного органа.

В феврале 2024 года Компания направила исковое заявление в Специализированный межрайонный административный суд г.Астана об оспаривании решений, действий административных органов, должностных лиц по антимонопольным спорам, которое принято в производство.

Руководство Группы считает, что вероятность убытков или репутационных потерь по данным расследованиям является низкой, а также что результаты данных расследований не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Обязательства капитального характера

Группа проанализировала свою подверженность сезонным и другим возникающим бизнес-рискам, но не определила какие-либо риски, которые могли бы повлиять на финансовые показатели или положение Группы по состоянию на 31 декабря 2023 года. Группа обладает необходимыми средствами и источниками финансирования для исполнения обязательств капитального характера и для обеспечения оборотного капитала.

По состоянию на 31 декабря 2023 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 530,059,552 тысячи тенге (31 декабря 2022 года: 65,331,177 тысячи тенге).

Обязательства капитального характера совместных предприятий

По состоянию на 31 декабря 2023 года доля Группы в долгосрочных договорных обязательствах Forum Muider и СЭГРЭС-2 составила 3,495,602 тысячи тенге и 3,137,124 тысячи тенге соответственно (31 декабря 2022 года: 3,997,304 тысяч тенге и 11,812,824 тысяч тенге соответственно).

Ковенанты по займам

У Группы есть определенные ковенанты по всем банковским займам и обязательствам по облигациям, банковским гарантиям Самрук-Энерго, а также

займу Самрук-Энерго от Самрук-Қазына (Примечание 16). Несоблюдение данных ковенантов может привести к негативным последствиям для Группы, включая рост затрат по займам и объявление дефолта. По состоянию на 31 декабря 2023 года Группа соблюдала свои ковенанты, за исключением несоблюдения ТОО «Богатырь Комир», описанному ниже.

По итогам 2023 года и 2022 года Группа исполнила нормативные значения ковенантов по займам, а также получила вейверы по снижению порогов, в случаях где прогнозировалось место события нарушения.

На 31 декабря 2023 года ТОО «Богатырь Комир» имело несоответствие по поддержанию Debt Service Coverage Ratio по займу от Евразийского Банка Развития. Несоответствие носит технический характер и возникло по причине финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств. Также согласно нефинансовым ковенантам по займу от Евразийского Банка Развития у ТОО «Богатырь Комир» имелось обязательство по реализации проекта циклично-поточной технологии добычи и транспортировки угля в срок не позднее 1 сентября 2023 года. Событием неисполнения является срыв срока реализации более, чем на 6 месяцев, то есть позднее 1 марта 2024 года. В настоящее время ТОО «Богатырь Комир» ведется работа по подписанию дополнительного соглашения и увеличения срока реализации проекта с 6 месяцев до 16 месяцев, т.е. до 31 декабря 2024 года. Нарушение ковенантов со стороны ТОО «Богатырь Комир» не влияет на классификацию займов Группы. В Примечании 8 обязательства материнской компании ТОО «Богатырь Комир», Forum Muider B.V., представлены с учетом реклассификации займов в краткосрочные обязательства.

15. Сравнительный анализ (бенчмаркинг)

Бенчмаркинг – один из важных элементов управления АО «Самрук-Энерго». Целью проведения бенчмаркинга является сопоставление операционных и финансовых показателей с зарубежными компаниями - аналогами для определения слабых и сильных сторон АО «Самрук-Энерго». Для бенчмаркинга применялись следующие показатели:

- EBITDA margin (маржа EBITDA);
- Долг/EBITDA
- коэффициент доли заемных средств (Долг/Собственный капитал)
- Рентабельность инвестированного капитала (ROIC);

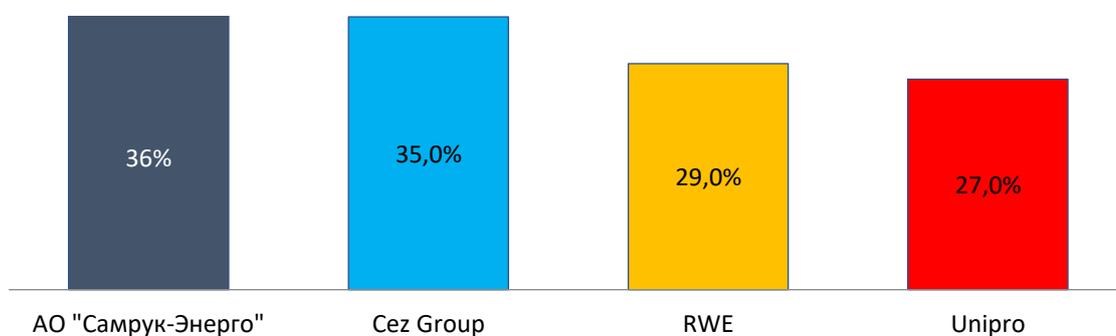
Для бенчмаркинга были использованы данные следующих компаний-аналогов:

- ПАО «Юнипро» (Россия);
- CEZ Group (Чехия);
- RWE (Германия).

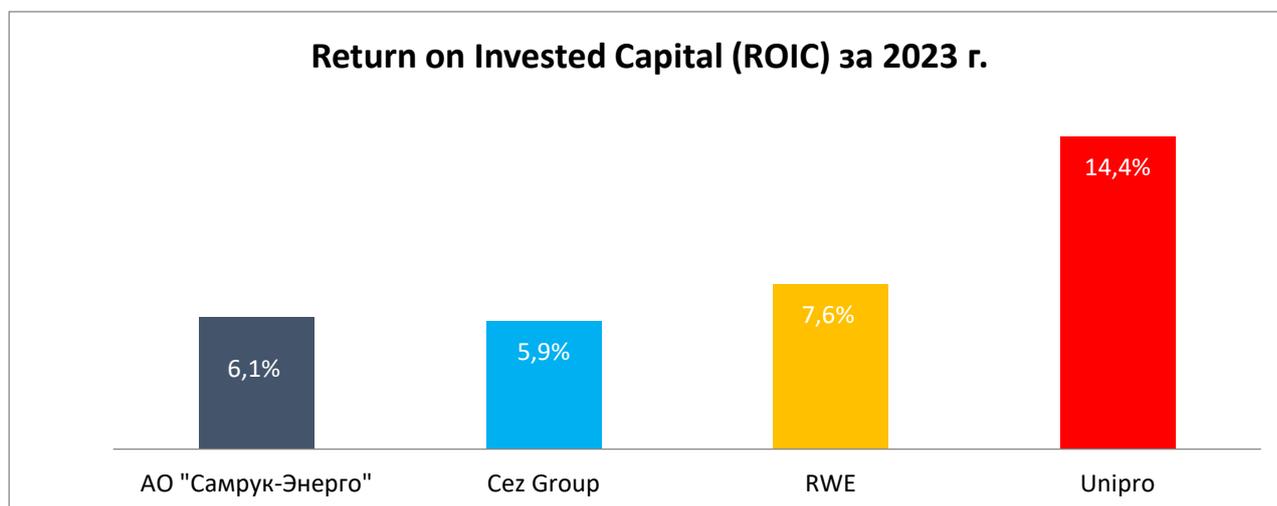
Результаты бенчмаркинга:

Критерий	Мера	Статус	Min ----- Бенчмаркинг ----- Max
Маржа EBITDA	%	●	
ROIC	%	●	
Долг/EBITDA	коэффициент	●	
Долг/СК	коэффициент	●	

EBITDA margin за 2023 г.



Return on Invested Capital (ROIC) за 2023 г.



В настоящее время по сравнению с зарубежными компаниями-аналогами Самрук-Энерго уступает по некоторым показателям.

Показатель **EBITDA margin** является ключевым показателем эффективности операций компании, отражая её способность генерировать прибыль до вычета процентов, налогов, амортизации и амортизации. В сравнении с другими компаниями, такими как Unipro, RWE и CEZ Group, АО «Самрук-Энерго»

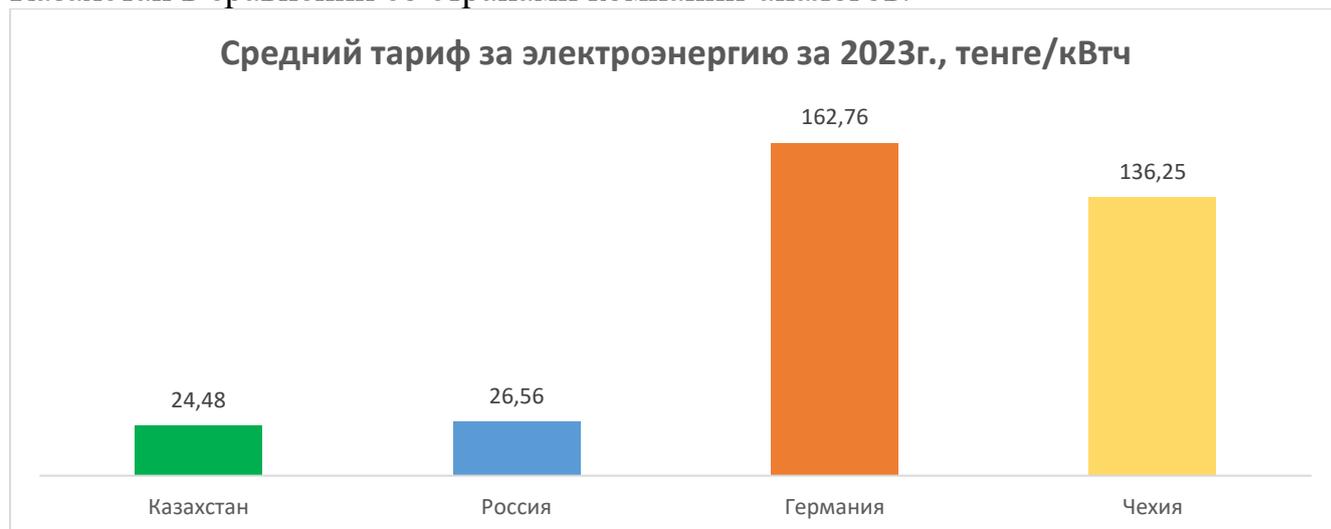
демонстрирует высокий уровень эффективности операций с коэффициентом маржи EBITDA на уровне 36%.

По показателям **Долг/ЕБИТДА** и **Долг/СК** компания АО «Самрук-Энерго» стоит на среднем уровне по сравнению с CEZ Group и RWE, но значительно отстаёт от Unipet в плане финансовой устойчивости.

По показателю **ROIC** (рентабельность долгосрочного вложенного капитала) АО «Самрук-Энерго» находится ниже европейских компаний-аналогов, при этом на 0,2% выше компании CEZ Group.

При этом стоит отметить, что в отличие от публичных компаний-аналогов АО «Самрук-Энерго» принадлежит Правительству РК, в связи с чем, Общество является проводником государственной политики в области электроэнергетики. В этой связи, а также с высокой степенью изношенности энергетического сектора, с 2009 года были реализованы социально значимые инвестиционные проекты (направленные на надежность и бесперебойность работы энергосистемы РК), что привело к существенному приросту инвестированного капитала и соответственно снизило показатель рентабельности инвестиций.

Дополнительным фактором, влияющим на показатели рентабельности инвестиций, является низкий уровень тарифа на электроэнергию в Республике Казахстан в сравнении со странами компаний-аналогов.



Страна	Средний тариф за кВтч	В тенге/кВтч	Средний курс за 2023 г.
Казахстан	24,48 тенге	24,48 тенге/кВтч	
Россия	4,91 рубля	26,56 тенге/кВтч	5,41 тенге/рубль
Германия	0,33 евро	162,76 тенге/кВтч	493,22 тенге/евро
Чехия	6,63 крон	136,25 тенге/кВтч	20,55 тенге/чешская крона

Источник: Евростат, Росстат