



**Отчет руководства АО «Самрук-Энерго» о
результатах деятельности за 2021 год**

2022 год

Содержание

1.	Обзор группы.....	2
2.	Макроэкономические факторы	3
3.	Тарифная политика.....	6
4.	Производственные показатели	7
5.	Основные события за отчетный период	11
6.	Основные направления развития компании.....	14
7.	Принципы учетной политики	14
8.	Финансово-экономические показатели.....	16
9.	Созданная и распределенная экономическая стоимость	23
10.	Тарифной государственное регулирование видов деятельности компаний.....	25
11.	Исполнение стратегических КПД	28
12.	Анализ капитальных затрат.....	29
13.	Показатели ликвидности и финансовой устойчивости	31
14.	Условные и договорные обязательства и операционные риски.....	32
15.	Сравнительный анализ (бенчмаркинг)	38

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.

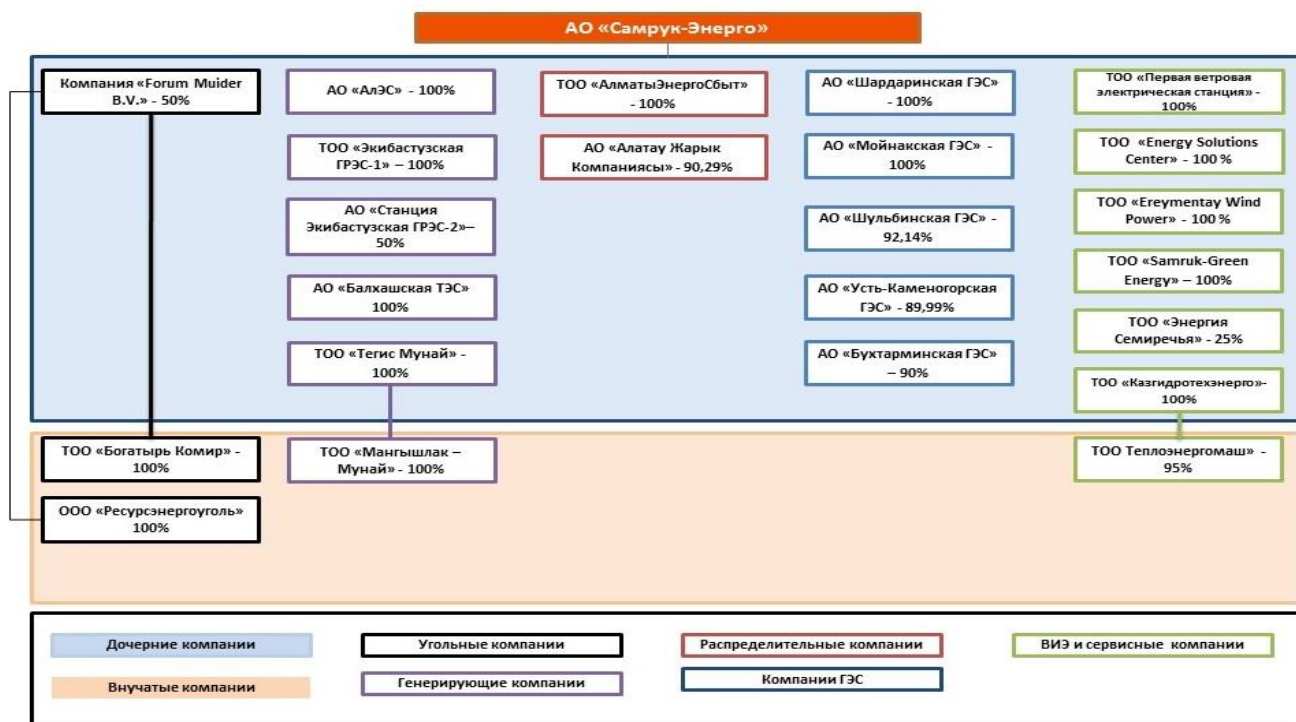
3 ноября 2008 года в результате реорганизации, произведенной путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО Фонд устойчивого развития «Қазына», акционером Общества стало АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», являющееся правопреемником АО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

Прошедший 2021 год характеризуется нормализацией экономической ситуации в мире на фоне последствий влияния распространения вируса COVID-19, в том числе и в Республике Казахстан. Несмотря на повторные вспышки коронавируса, деловая активность в мире продолжает восстанавливаться, однако промышленность растет более медленными темпами, чем услуги. Промышленное производство сдерживается, как и прежде, нарушениями в цепочках поставок, стремительным ростом цен на энергоресурсы, а также нехваткой материалов и рабочей силы, что в совокупности с дисбалансом между спросом и предложением на мировых рынках усиливают глобальный инфляционный фон, в результате чего наблюдалось превышение фактической инфляции в 2021 году относительно целевых значений в странах ЕС, США, Китая и других.

По данным Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан, в декабре 2021 года инфляция составила 0,6% (в декабре 2020 года – 0,9%). Годовая инфляция сложилась на уровне 8,4% (в декабре 2020 года – 7,5%). В структуре инфляции цены на продовольственные товары в годовом выражении повысились на 9,9%, непродовольственные товары – на 8,5%, платные услуги – на 6,5%. В декабре 2021 года количественная оценка ожидаемой через год инфляции по результатам опроса населения составила 10,3%.

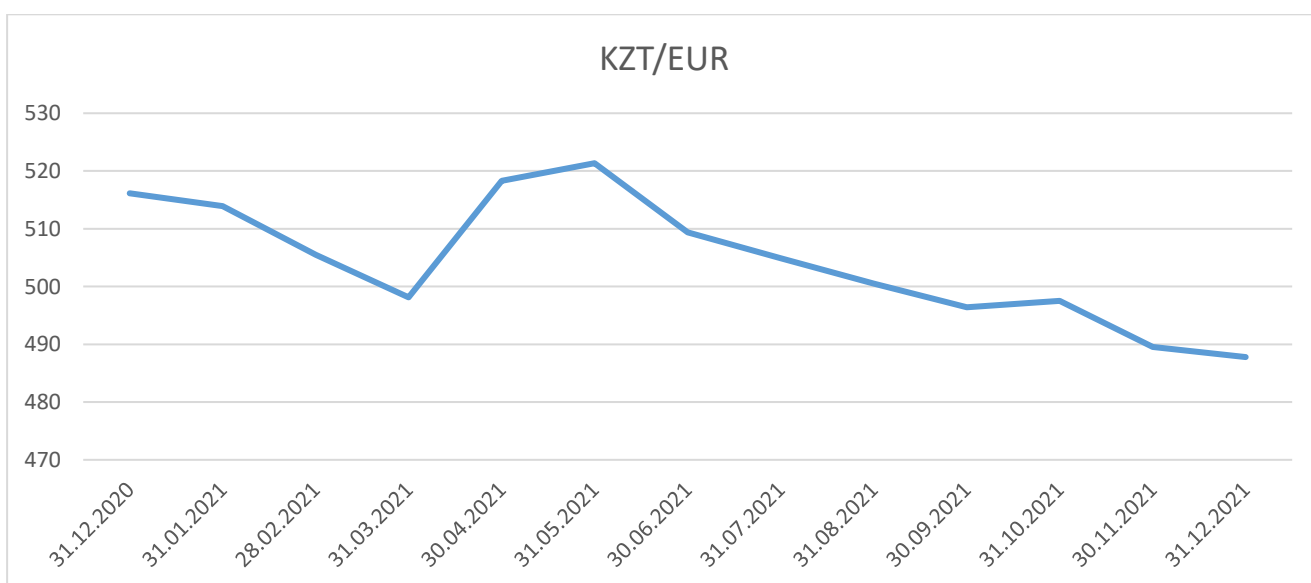
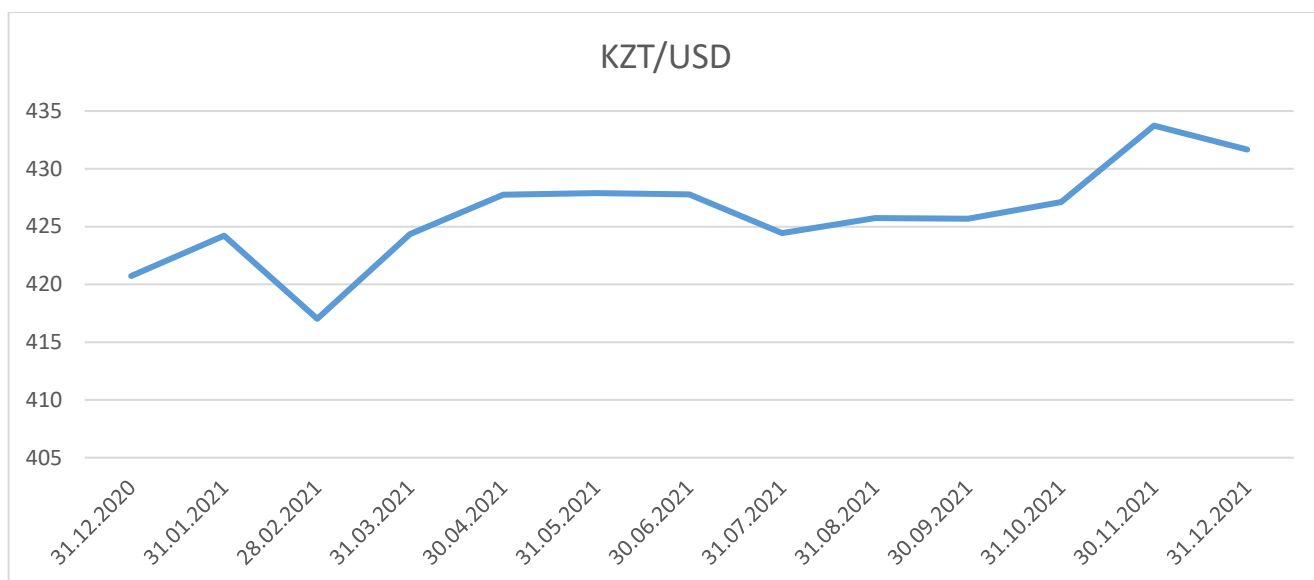
В части денежно-кредитной политики 25 октября 2021 года Национальный Банк принял решение о повышении базовой ставки с 9,5% до 9,75%. Основными факторами решения стали сохраняющееся проинфляционное давление, в результате которого инфляция сформировалась выше прогнозов Национального Банка, рост цен на мировых товарных рынках, ускорение инфляции в странах – торговых партнерах и высокий уровень инфляционных ожиданий. 6 декабря 2021

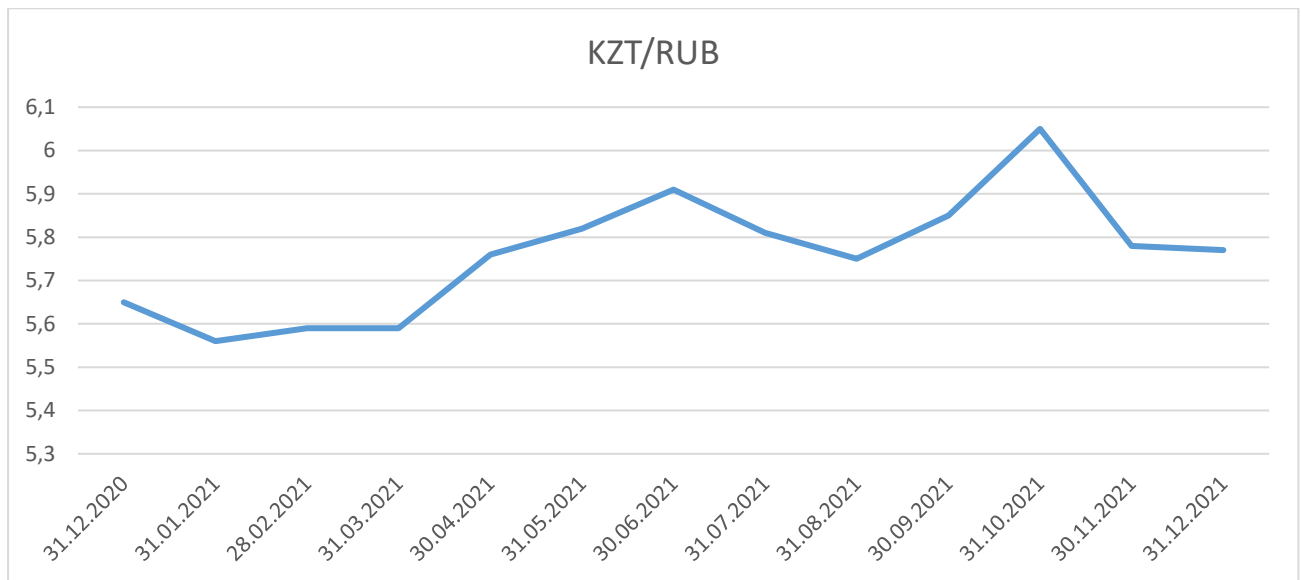
года Национальный Банк принял решение сохранить базовую ставку на уровне 9,75% годовых. Решение по базовой ставке было принято с учетом складывающихся инфляционных процессов в экономике.

В декабре 2021 года биржевой курс тенге изменялся в диапазоне 431,20 – 436,36 тенге за доллар США. На конец декабря 2021 года биржевой курс тенге к доллару США составил 431,80 тенге за доллар США, укрепившись за месяц на 0,6%.

Динамика курсов валют:

	31.12.2020 года	31.12.2021 года	%
KZT/USD	420,71	431,67	103%
KZT/EUR	516,13	487,79	95%
KZT/RUB	5,65	5,77	102%

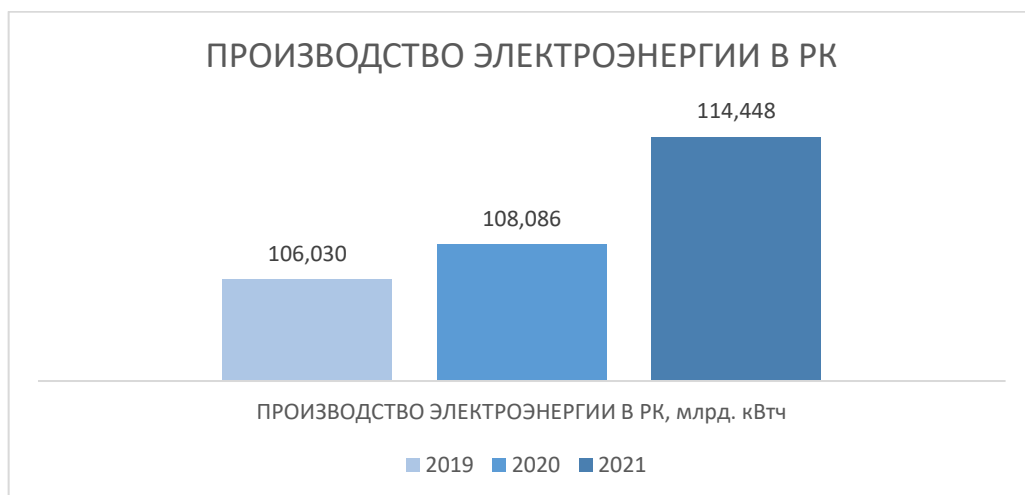




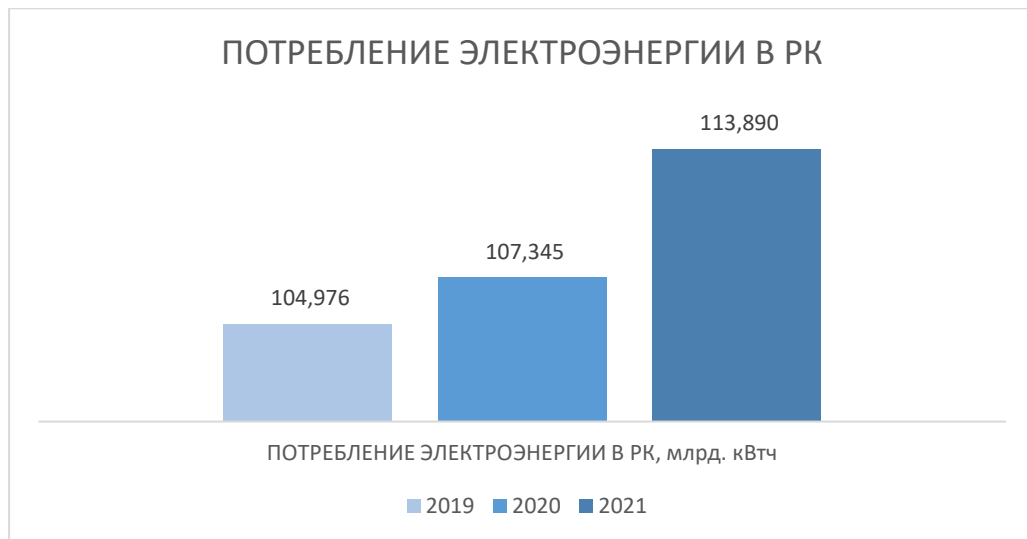
По данным Системного оператора электростанциями РК в 2021 году было выработано 114 447,9 млн. кВтч электроэнергии, что на 5,8% больше аналогичного периода 2020 года. Рост выработки наблюдался во всех зонах ЕЭС Казахстана.

В январе-декабре 2021 года по сравнению с аналогичным периодом 2020 года производство электроэнергии значительно увеличилось (рост 15% и выше) в Акмолинской, Жамбылской, Кызылординской и Туркестанской областях. В то же время, снижение производства электроэнергии наблюдалось в Актюбинской, Алматинской, Восточно-Казахстанской, Карагандинской, Костанайской, Северо-Казахстанской областях.

Уменьшилась выработка электроэнергии на ГЭС Казахстана на 365,9 млн.кВтч (14,19%). Режим работы станций определялся водохозяйственным балансом и гидрологической обстановкой.



По данным Системного оператора, в январе-декабре 2021 года наблюдался рост в динамике потребления электрической энергии республики в сравнении с показателями января-декабря 2020 года на 6%. Так, в северной зоне республики потребление увеличилось на 5%, в южной на 9% и в западной на 7%



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).

Тарифы на электроэнергию для энергопроизводящих организаций (далее – ЭПО) на период с 2016-2018 гг. были установлены на уровне ранее утвержденных на 2015г. предельных тарифов для станций.

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».

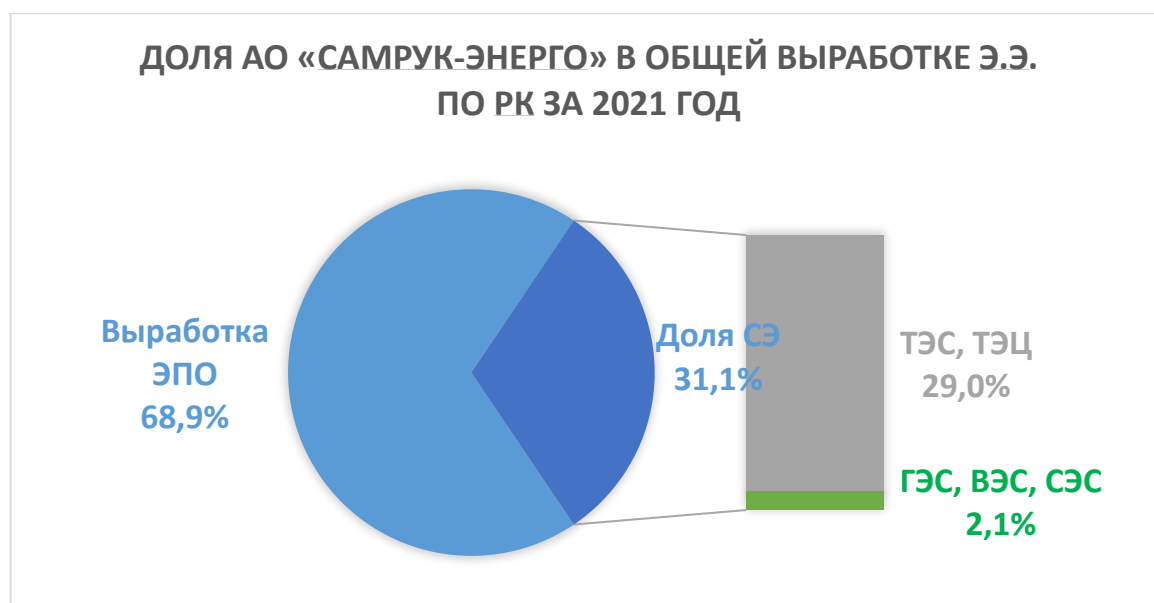
Начиная с 1 июля 2021г. в соответствии с Законом РК «О поддержке использования ВИЭ» был введен механизм сквозной надбавки в составе

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.

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



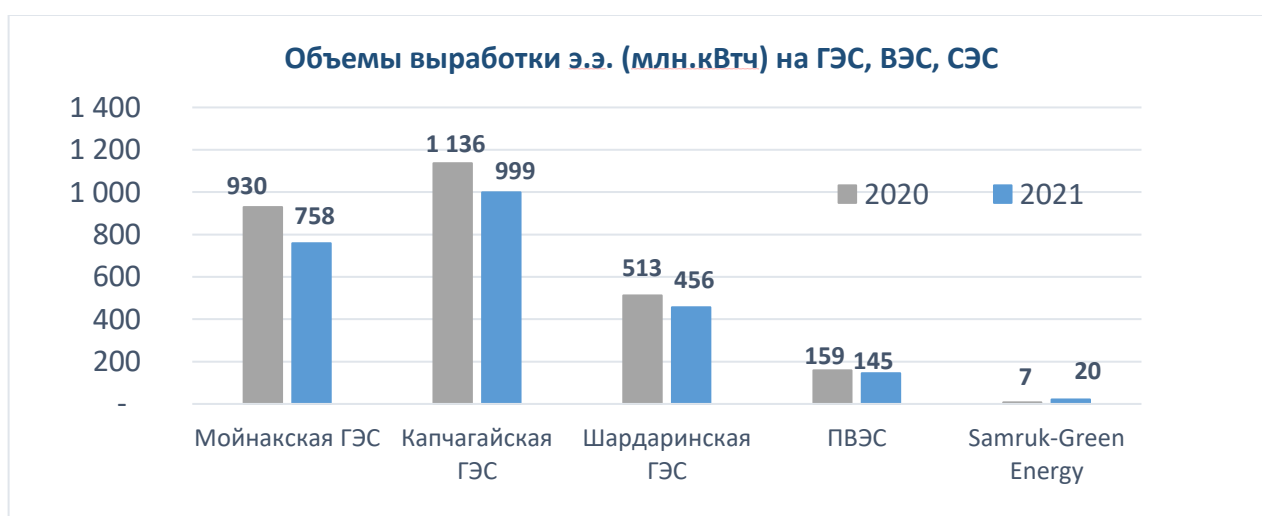
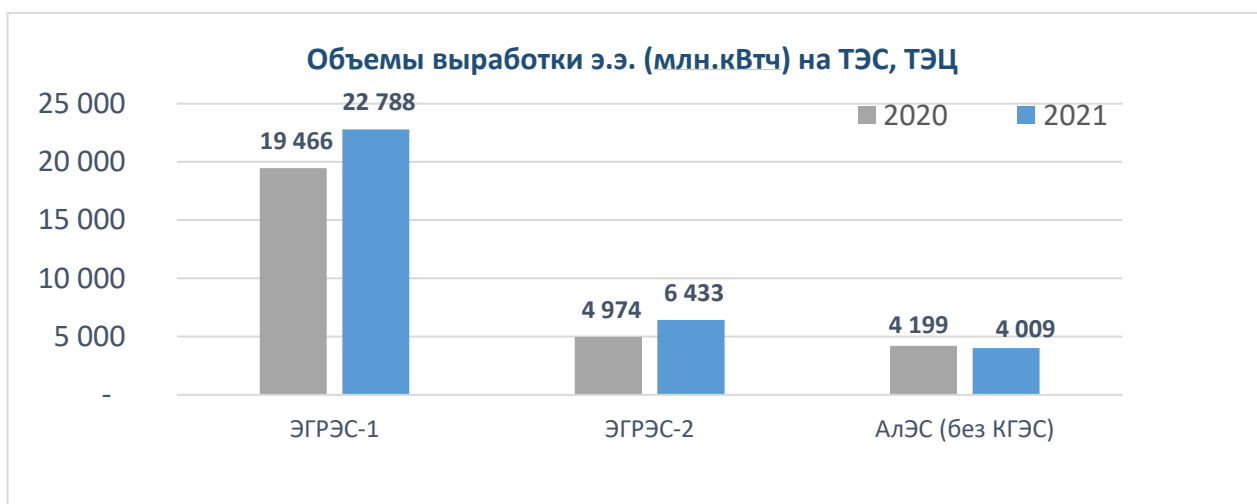
Доля АО «Самрук-Энерго» в общей выработке электроэнергии в РК в 2021 году составила 31,1%, по сравнению с 2020 годом доля увеличилась на 2,1%.

Производственные КПД (в разрезе производителей)

Наименование ДЗО	2019	2020	2021	Откл 2021 к 2020	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
Объемы производства электроэнергии, млн кВтч						
АО «АлЭС»	5 397,4	5 335,1	5 008,4	94%	5 165,9	5 165,9
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	18 301,5	19 466,4	22 788,4	117%	20 787,3	20 927,1
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	4 928,5	4 974,2	6 433,4	129%	6 002,0	6 001,3

АО «Шардаринская ГЭС»	464,8	513,5	455,8	89%	500,0	537,0
АО «Мойнакская ГЭС»	951,5	929,5	758,3	82%	814,0	906,0
ТОО «Samruk-Green Energy»	3,3	7,4	20,5	278%	20,7	20,7
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	153,3	159,4	144,6	91%	159,0	175,3
ТОО "Ereumentau Wind Power"					18,0	193,5
ТОО "Энергия Семиречья"					61,0	243,8
Итого	30 200,3	31 385,4	35 609,3	113%	33 527,9	34 170,7
Объемы реализацию электроэнергии, млн кВтч						
АО «АлЭС»	4 725,4	4 689,1	4 425,0	94%	4 682,1	4 764,0
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	17 642,5	19 001,0	22 496,1	118%	20 983,8	21 557,4
в т.ч. экспорт	966,6	859,2	400,3			
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	4 689,5	4 809,3	6 336,4	132%	6 016,4	6 121,5
в т.ч. экспорт			191,8			
АО «Шардаринская ГЭС»	466,2	521,3	468,0	90%	521,4	570,6
АО «Мойнакская ГЭС»	952,3	943,7	780,9	83%	858,6	967,3
ТОО «Samruk-Green Energy»	3,2	7,2	20,2	280%	19,9	19,9
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	152,9	159,1	144,3	91%	156,8	174,7
ТОО "Ereumentau Wind Power"			0,0		17,8	191,6
ТОО "Энергия Семиречья"			0,0		54,4	217,7
Итого	28 632,1	30 130,6	34 670,9	115%	33 311,3	34 584,6
Объемы реализации мощности, МВт						
АО «АлЭС»	817,4	872,1	806,1	92%	850,0	850,0
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	501,9	1 556,4	1 565,1	101%	1 827,0	2 187,3
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	846,8	743,3	524,7	71%	870,0	870,0
АО «Шардаринская ГЭС»	41,6	47,6	61,0	128%	61,0	61,0
АО «Мойнакская ГЭС»	280,9	285,7	291,5	102%	298,0	298,0
Итого	2 488,6	3 505,2	3 248,4	93%	3 906,0	4 266,3
Объемы передачи электроэнергии, млн кВтч						
АО «АЖК»	6 961,3	6 837,8	7 649,7	112%	7 638,4	7 868,6
Итого	6 961,3	6 837,8	7 649,7	112%	7 638,4	7 868,6
Объемы реализации электроэнергии, млн кВтч						
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	6 218,2	6 055,5	6 723,9	111%	6 878,0	7 084,3
Итого	6 218,2	6 055,5	6 723,9	111%	6 878,0	7 084,3
Объемы производства теплотенергии, тыс. Гкал						
АО «Алматинские электические станции»	5 024,5	5 596,4	5 553,8	99%	5 313,4	5 313,4
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	82,8	66,9	76,2	114%	76,0	76,0
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	132,3	155,4	136,0	88%	155,4	155,4
Итого	5 239,6	5 818,7	5 766,0	99%	5 544,8	5 544,8
Объемы реализации угля, млн тонн	44,7	43,4	44,7	103%	44,0	46,3

Объем производства электроэнергии за 2021 год составил 35 609,3 млн. кВтч, выше на 13% или 4 223,9 млн. кВтч сравнении с аналогичным периодом прошлого года. Рост в основном, за счет ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» (увеличение 3 322,0 млн. кВтч. или на 17%) в результате роста спроса на внутреннем рынке и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (увеличение 1 459,1 млн. кВтч. или на 29%) ввиду простоя энергоблока №2 в ремонте в 1 квартале 2020 года.



Прогноз на будущий период:

Объемы производства электроэнергии в прогнозе на 2022 год прогнозируются с постепенным снижением по отношению к факту 2021 года. Уменьшение объемов производства электроэнергии в 2022 году на 2 081,4 млн. кВтч в основном за счет снижения объемов выработки электроэнергии ТОО «Экибастузская ГРЭС-1».

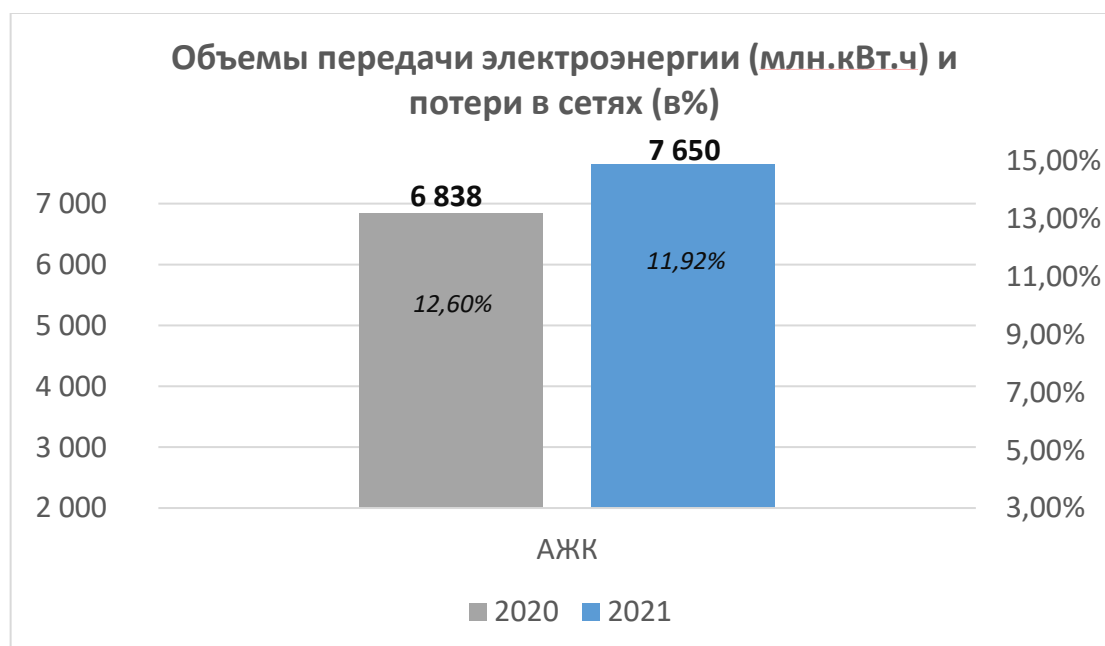
Объем производства теплотенергии составил 5 766,0 тыс. Гкал. В сравнении с аналогичным периодом прошлого года снижение составляет (1)% в результате более высокой среднемесячной температуры в отопительный период в отчетном периоде.



Прогноз на будущий период:

Объемы производства теплоэнергии в плане на 2022 год прогнозируются с уменьшением на 4% к факту 2021 года в основном за счет снижения объемов производства теплоэнергии АО "Алматинские Электрические Станции".

Объемы передачи электроэнергии по сетям АО «АЖК» в 2021 г. составили 7 650 млн.кВтч, что выше факта 2020 г. на 12% или 812 млн.кВтч.



Прогноз на будущий период:

По объемам передачи и распределению электроэнергии в 2022 году ожидается уменьшение на 0,15% по сравнению с фактом 2021 года.

Общий объем реализации электрической энергии на энергоснабжающих организациях за отчетный период составил 6 723,9 млн. кВтч, что больше аналогичного периода 2020г. на 11%, в связи увеличением объема потребления электрической энергии в зоне обслуживания Товарищества.

<u>Наименование</u>	<u>Факт 2020г.</u>	<u>Факт 2021г.</u>	<u>Откл.</u>	<u>%</u>
АлматыЭнергоСбыт				
<u>Количество потребителей, в т ч.:</u>	<u>869 680</u>	<u>899 134</u>	<u>29 454</u>	<u>3%</u>
<i>Население</i>	<u>835 509</u>	<u>862 980</u>	<u>27 471</u>	<u>3%</u>
<i>юридические лица</i>	<u>34 171</u>	<u>36 154</u>	<u>1 983</u>	<u>6%</u>
<u>Объем реализации, млн кВтч</u>	<u>6 055,5</u>	<u>6 723,9</u>	<u>668,4</u>	<u>11%</u>

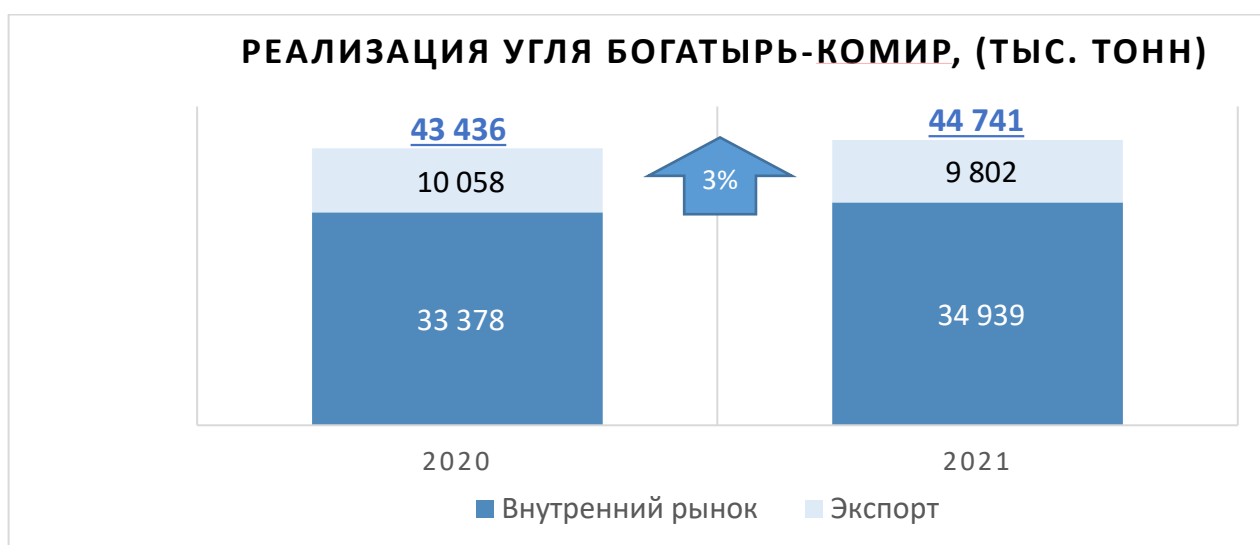
Прогноз на будущий период:

Объем реализации электроэнергии в прогнозе на 2022 г. увеличивается на 2% от уровня факта 2021 г.

По итогам 2021 г. **объем реализации угля** составил 44 741 тыс. тонн, что больше аналогичного периода на 3% или 1 305 тыс. тонн.

Увеличение объемов реализации угля на внутреннем рынке на 1 560 тыс. тонн или на 5% в результате увеличения спроса. При этом уменьшение объема реализации угля на внешнем рынке на 256 тыс. тонн или на 3% в связи с отсутствием договоренности по цене угля.

Коэффициент вскрыши за 2021 г составил 0,73 м³/тонну, при 0,84 м³/тонну в аналогичном периоде.



Прогноз на будущий период:

Объем реализации угля в прогнозе на 2022 г. уменьшится на 741,2 тыс. тонн или на 2% к факту 2021 года.

5. Основные события за отчетный период

Дата	Событие
------	---------

2021г	Прошедший 2021 год характеризуется нормализацией экономической ситуации в мире на фоне последствий влияния распространения вируса COVID-19, в том числе и в Республике Казахстан. Несмотря на повторные вспышки коронавируса, деловая активность в мире продолжает восстанавливаться, однако промышленность растет более медленными темпами, чем услуги. Промышленное производство сдерживается, как и прежде, нарушениями в цепочках поставок, стремительным ростом цен на энергоресурсы, а также нехваткой материалов и рабочей силы, что в совокупности с дисбалансом между спросом и предложением на мировых рынках усиливают глобальный инфляционный фон, в результате чего наблюдалось превышение фактической инфляции в 2021 году относительно целевых значений в странах ЕС, США, Китая и других.
в течение января 2021 г.	В целях сокращения процентных выплат, ТОО «ГРЭС-1» осуществило досрочное погашение основного долга перед АО «Народный банк Казахстана» на сумму 17,6 млрд.тенге.
12 февраля 2021 г.	Введена в эксплуатацию солнечная электростанция мощностью 1 МВт ТОО «SamrukGreenEnergy» в г.Алматы.
28 февраля 2021г.	ТОО «ЭГРЭС-1» 28.02.2021г. заключено инвестиционное Соглашение с МЭ РК на модернизацию, реконструкцию, расширение и обновление по Восстановлению энергоблока №1 (с установкой новых электрофильтров), утверждены тарифы в размере 1 199 тыс.тенге /МВт*мес на период 2025-2031гг. в расчете на объём услуги 476,6 МВт.
30 марта 2021г.	Приказом МЭ РК от 30.03.2021г. № 108 утверждены предельные тарифы на электроэнергию для ЭПО с 01.04.2021г.
в течение марта 2021 г.	В целях сокращения процентных выплат, осуществлено досрочное погашение основного долга перед АО «Народный банк Казахстана» на сумму 1 млрд.тенге от ТОО «ГРЭС-1» и 4,2 млрд.тенге от АО «АлЭС».
8 апреля 2021г.	Международное рейтинговое агентство Fitch Ratings пересмотрело прогноз по рейтингу Самрук-Энерго, повысив со «Стабильного» на «Позитивный», а также подтвердило долгосрочные кредитные рейтинги Общества в иностранной и национальной валюте на уровне "BB".
24 апреля 2021 г.	В рамках обеспечения финансирования Проекта «Модернизация и реконструкция Экибастузской ГРЭС-1. Восстановление блока №1» обеспечено открытие 1-го заемного лимита в АО «Народный банк Казахстана» на сумму 18 млрд.тенге.
17 мая 2021г.	Приказом ДКРЕМ по г.Алматы и Алматинской области от 17.05.2021г утверждены предельные тариф на период с 2021 по 2025гг., с вводом в действие тарифа с 1 июня 2021г. Утвержденный тариф на 2021 год в размере составляет 6,09 тенге/кВтч.
31 мая 2021г.	Правительство РК во главе с Премьер-Министром, Маминым А.У., одобрило предложение по строительству парогазовой установки мощностью 600 МВт (далее – ПГУ) на площадке Алматинской ТЭЦ-2.
11 июня 2021г.	В рамках обеспечения финансирования Проекта «Модернизация и реконструкция Экибастузской ГРЭС-1. Восстановление блока №1»

	обеспечено открытие 2-го заемного лимита в АО «Народный банк Казахстана» на сумму 12,8 млрд.тенге.
15 июня 2021г.	ТОО «АЭС» направило новую заявку на повышение предельной цены с вводом в действие с 20 июля 2021, проект цены составил 20,89 тенге/кВтч., рост к действующей цене 18,25 тенге/кВтч. на 14,5%. По состоянию на 01.08.2021г. ДКРЕМ тарифы для АЭС не согласованы с учетом роста.
24 июня 2021г.	Приказом МЭ РК от 24.06.2021г. №211 утверждены предельные тарифы для энергопроизводящих станций с учетом изменения законодательства по сквозной надбавке ВИЭ. Тарифы вводятся в действие с 1 июля 2021г.
С 1 июля 2021 г.	В соответствии с подпунктами 4-5) пункта 3 статьи 7-1 Закона «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» для традиционных станций определяется и применяется надбавка на поддержку использования ВИЭ. Таким образом отпускная цена традиционных станций разделена на две составляющие (предельный тариф, определяемый уполномоченным органом и надбавка на поддержку использования возобновляемых источников энергии, определяемая РФЦ на календарный год).
23 августа 2021г.	В рамках обеспечения финансирования Проекта «Модернизация и реконструкция Экибастузской ГРЭС-1. Восстановление блока №1» обеспечено открытие 3-го заемного лимита в АО «Народный банк Казахстана» на сумму 12 млрд.тенге.
8 октября 2021 г.	АО «Народный Банк Казахстана» снизил ставки вознаграждения по инвестиционным займам ТОО «АЭС» с 10,75% до 10,5% годовых.
20 октября 2021 г.	АО «Народный Банк Казахстана» снизил ставки вознаграждения по инвестиционным займам АО «АЖК» с 12,1%-12,0% до 11,5% годовых.
29 октября 2021 г	Решением Совета директоров утверждена стратегия развития АО «Самрук-Энерго» на 2022-2031 годы.
8 ноября 2021 г.	Постановлением Правительства РК №792 «О внесении изменений в постановление Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2014 года № 271 «Об утверждении Правил определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен» были определены понятия малой и крупной ГЭС.
16 ноября 2021 г.	На торговой площадке АО «КОРЭМ» проведены централизованные торги электрической мощностью на 2022 год. По итогам торгов АО «Самрук-Энерго» продано 3447,1 МВт, в т.ч. АлЭС – 523 МВт, ЭГРЭС-2 – 900 МВт, ЭГРЭС-1 – 2024,1 МВт.
18 ноября 2021г.	В рамках обеспечения финансирования Проекта «Модернизация и реконструкция Экибастузской ГРЭС-1. Восстановление блока №1» обеспечено открытие 4-го заемного лимита в АО «Народный банк Казахстана» на сумму 60,3 млрд.тенге (общий окончательный лимит на Проект составил 103 млрд. тенге)
25 ноября 2021 г.	Осуществлен дебютный выпуск «Зеленых облигаций» на фондовой бирже Astana International Exchange в размере 18,4 млрд тенге с купонной ставкой 11,4% годовых и сроком обращения 6,5 лет. Данный выпуск является первым выпуском «зеленых» облигаций в группе Фонда и способствует развитию инфраструктуры для последующих выпусков ESG финансирования

26 ноября 2021 г.	В целях элиминации инфляционного риска в части формирования процентных расходов, сокращения процентных выплат, а также оптимизации ковенантного пакета осуществлено рефинансирование займа АО «Шардаринская ГЭС» перед Европейским Банком Реконструкции и Развития путем выпуска облигаций с фиксированной процентной ставкой.
15 декабря 2021 г.	В целях сокращения процентных выплат, АО «АлЭС» произвело рефинансирование инвестиционных займов от АО «Народный Банк Казахстана» в размере 12,4 млрд тенге со ставкой 11,4% путем привлечения займов от АО «First Heartland Jusan Bank» со ставкой 11,3%.
29 декабря 2021 г.	Проведены аукционные торги на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации. Победителем признано АО «АлЭС» с проектом «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ с установленной мощностью до 450 МВт» (28.01.2022г. от МЭ РК получено письмо об аннулировании результатов аукционных торгов с отзывом направленного проекта договора о покупке услуги)

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.

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

Видение: Эффективная высокотехнологичная операционная энергетическая компания – лидер энергетики Казахстана.

Достижение миссии и видения компании будет обеспечено через реализацию трех стратегических целей, том числе:

- Обеспечение надежных конкурентоспособных поставок энергоресурсов на рынках присутствия.

- Повышение стоимости акционерного капитала.

- Устойчивое развитие.

Исходя из стратегических целей сформированы инициативы и задачи.

Итоги реализации основных стратегических задач

6.1.1. Увеличение сбыта электроэнергии и угля на внутреннем и внешнем рынках.

— Компания обеспечила поставку 29,6 млрд.тенге. электроэнергии, экспортировано 592 млн. кВтч. Экспорт осуществлялся в Республики Узбекистан.

— Реализовано на рынке Казахстана 34,9 млн.тонн угля, экспорт угля в Россию составил 9,8 млн.тонн.

6.2. *Повышение операционной эффективности деятельности*

По данной задаче реализован ряд мероприятий, направленных на оптимизацию производственных затрат, продуктивную эксплуатацию и ремонт оборудования, инновационное развитие и эффективную реализацию инвестиционных программ, в том числе:

— В рамках мероприятий по **снижению уровня потерь электрической энергии** реализуется проект АСКУЭ и SKADA

— **Инновационное развитие.** В рамках реализации проекта "Технологии топочных устройств котлоагрегатов для сжигания высокосолевого угля Экибастузского месторождения (НИОКР)" проведены экспериментальные исследования по сжиганию высокосолевого экибастузского угля и отходов его обогащения на комплексной установке кипящего слоя и циркулирующего кипящего слоя. Получены данные подтверждающие возможность эффективного сжигания. Разработаны технические предложения по концепции промышленных и энергетических котлов.

— **Цифровизация. Реализация проекта "Цифровая Электрическая Станция"** - системы АРЧМ успешно внедрены на ТОО "ЭГРЭС-1" и АО "МГЭС" и **проект "Цифровой Разрез"** - система внедрена в промышленную эксплуатацию. Автоматизированная система диспетчерского управления (далее - АСДУ) на горнотранспортном оборудовании задействованном в автотехнологии смонтировано на 100%. Через АСДУ осуществляется управление процессом погрузки и транспортировки горной массы (уголь, вскрыша) карьерными автосамосвалами, а также создана отчетность на основании данных АСДУ.

— **Повышение финансовой устойчивости.** Все финансовые ковенанты кредиторов Компании – соблюдаются. Международное агентство Fitch Ratings пересмотрело прогноз по рейтингу Компании, повысив со «Стабильного» на «Позитивный», а также подтвердило долгосрочные кредитные рейтинги Компании на уровне «ВВ».

Реализация программы Трансформации. По итогам 2021 года фактические затраты по Программе трансформации составили 635 млн.тенге. Исполнение 44%. Основные отклонения произошли в связи с переносом проекта «Внедрение системы безмазутного розжига котлоагрегатов (Плазматрон)» в операционную деятельность (согласно решению Совета директоров АО «Самрук-Энерго» №06/21 от 31 мая 2021 года). Вместе с тем по итогам 2021 года по Программе трансформации были достигнуты выгоды в размере 4 952 млн.тенге.

6.3. Эффективная реализация инвестпрограммы. Компания стремится к эффективному выполнению инвестиционной программы и соблюдению требуемого уровня доходности собственного капитала. Наиболее важными

реализуемыми в настоящее время проектами, имеющими среднесрочные горизонты реализации, являются "Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3", "Расширение и реконструкция мощностей Экибастузской ГРЭС-1 (Восстановление блока №1)", "Строительство ВЭС в районе г. Ерейментау мощностью 50 МВт", "Строительство ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт", Реализация проекта перехода на циклично-поточную технологию добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля на разрезе "Богатырь" (ЦПТ).

6.4. Эффективное взаимодействие со стейкхолдерами. Издан Интегрированный годовой отчет по итогам деятельности АО "Самрук-Энерго" за 2020 год. Проводится большая работа со СМИ.

6.5. Повышение эффективности корпоративного управления. Успешно реализуется план по совершенствованию корпоративного управления.

6.6. Развитие человеческого капитала. Реализуются мероприятия: Развитие лидерства; Развитие корпоративной культуры; Развитие HR компетенций.

7. Принципы учетной политики

Работа Общества в 2021 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 «ForumMuidetB.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	2019 (факт)	2020 (факт)	2021 (факт)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
1	Доход от реализации продукции и оказания услуг	243 722	283 010	332 537	378 964	423 928
1.1.	Производства электроэнергии	169 369	207 917	253 593	275 737	310 351

№ п/п	Показатель, млн тенге	2019 (факт)	2020 (факт)	2021 (факт)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
1.2.	Реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	100 171	106 911	125 685	146 617	161 635
1.3.	Производства теплоэнергии	16 781	19 202	18 703	19 244	19 628
1.4.	Передачи и распределения электроэнергии	38 028	40 685	46 428	50 413	57 040
1.5.	Реализации химически очищенной воды	1 515	1 626	1 781	1 787	1 791
1.6.	Аренды	3 925	4 041	3 930	8 005	10 627
1.7.	Прочее	2 555	3 181	3 702	5 089	5 351
2	Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	(195 891)	(225 185)	(254 847)	(292 079)	(326 183)
2.1.	Себестоимость производства электроэнергии	(130 934)	(156 182)	(183 478)	(204 488)	(232 865)
2.2.	Себестоимость реализации электроэнергии энергоснабжающими организациями	(101 280)	(111 195)	(128 428)	(146 118)	(161 127)
2.3.	Себестоимость производства теплоэнергии	(16 338)	(18 804)	(19 306)	(20 027)	(21 191)
2.4.	Себестоимость передачи электроэнергии	(32 543)	(54 365)	(39 358)	(44 976)	(49 008)
2.5.	Себестоимость реализации химически очищенной воды	(1 356)	(1 679)	(1 848)	(1 789)	(1 868)
2.6.	Себестоимость прочих видов основной деятельности	(832)	(946)	(767)	(1 233)	(1 222)
	<i>Амортизация основных средств и нематериальных активов</i>	<i>(54 223)</i>	<i>(57 331)</i>	<i>(55 168)</i>	<i>(58 030)</i>	<i>(66 344)</i>
3	Валовая прибыль	47 832	57 826	77 690	86 885	97 745
4	Доходы от финансирования	2 377	2 916	2 616	633	709
5	Прочие доходы ^{(1) (2)}	5 376	4 637	7 278	982	1 034
6	Расходы на реализацию продукции и оказание услуг	(7 999)	(10 202)	(9 029)	(8 235)	(8 584)
7	Общие и административные расходы	(12 710)	(15 826)	(14 793)	(15 051)	(14 840)
8	Операционная прибыль	27 123	31 798	53 868	63 599	74 320
9	Прибыль до отчислений по амортизации, процентам и КПП (ЕБИТДА)	82 487	99 728	123 447	130 173	168 907
10	Расходы на финансирование ^с	(32 319)	(31 025)	(30 139)	(23 799)	(21 300)
11	Прочие расходы от неосновной деятельности ^{(3) (4) (5) (6)}	(1 920)	(4 061)	(23 354)	(137)	(141)
12	Доля прибыли/убытка организаций, учитываемых по методу долевого участия и обесценение инвестиции	11 191	9 474	13 455	7 619	27 416
13	Прибыль (убыток) от прекращенной деятельности	0	0	0	0	0
	Доход(убыток) от выбытия дочерних организации	0	0	0	0	0
14	Прибыль (убыток) до налогообложения	11 829	13 739	23 723	48 897	82 039
15	Расходы по корпоративному подоходному налогу	(4 717)	(5 655)	(8 377)	(13 118)	(15 140)
16	Итоговая прибыль (убыток) до вычета доли меньшинства	7 111	8 083	15 347	35 778	66 899
17	Доля меньшинства	276	76	300	641	858
18	Итоговая прибыль, причитающийся Акционерам Группы	6 835	8 008	15 046	35 138	66 041

(1) в ФО доходы от курсовой разницы 2019 г. отражен в разделе «финансовые доходы»

(2) в ФО доходы от курсовой разницы 2020 г. отражен в разделе «прочие доходы»

- (3) в ФО убыток от курсовой разницы 2020 г. отражен в разделе «финансовые расходы»
- (4) в ФО убыток от курсовой разницы 2021 г. отражен в разделе «прочие расходы»
- (5) в ФО убыток от курсовой разницы 2021 г. отражен в разделе «финансовые расходы»
- (6) в ФО убыток от обесценения (НЕТТО) отражен в статье "Убытки от обесценения/доходы от восстановления нефинансовых активов (нетто)"

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 2021 году составили 332 537 млн тенге:



Увеличение консолидированной выручки произошло по сегменту производство электроэнергии за счет роста тарифов и объемов реализации электроэнергии. Основной рост наблюдается по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» за счет увеличения объема реализации электроэнергии на внутреннем рынке на 18 % в связи с ростом спроса на электроэнергию на внутреннем рынке, а также увеличением отпускного тарифа.

Увеличение выручки по передаче электроэнергии связано с ростом объемов передачи электроэнергии на 812 млн. кВтч (12%) и тарифа на передачу электроэнергии АО «Алатау Жарык Компаниясы» с 5,95 тенге/кВтч до 6,07 тенге/кВтч.

По сегменту реализация (сбыт) рост выручки связан с увеличением объемов реализации электроэнергии на 668 млн. кВтч (11%) и тарифа на реализации электроэнергии ТОО «АлматыЭнергоСбыт» с 17,66 тенге/кВтч до 18,69 тенге/кВтч.

Структура доходов 2021 года по основным видам деятельности



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2022 г. доход от реализации запланирован в размере 378 964 млн. тенге, что выше факта 2021 г. на 46 427 млн. тенге или 14%. Увеличение обусловлено ростом тарифов на выработку и передачу электроэнергии.

В прогнозе на 2023 г. наблюдается увеличение дохода к прогнозу 2022 г. в связи с ростом доходов по производству электроэнергии в основном за счет роста объемов реализации, передачи и сбыта электроэнергии, а также за счет роста тарифов на выработку, передачи и реализации электроэнергии.

Доход от реализации продукции и оказания услуг в разбивке по производителям

Показатель, млн тенге	2019 (факт)	2020 (факт)	2021 (факт)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
Доход от реализации продукции и оказания услуг	243 722	283 010	332 537	378 964	423 928
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	108 017	123 478	166 366	174 846	195 733
ТОО «Алматыэнергосбыт»	100 171	106 911	125 685	146 617	161 635
АО «Алматинские Электрические Станции»	64 047	74 481	78 654	88 385	95 002
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	38 167	40 819	46 594	50 585	57 414
АО «Мойнакская ГЭС»	9 883	20 520	19 003	21 642	23 870
АО «Шардаринская ГЭС»	2 279	6 761	7 183	8 721	9 282
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	4 592	5 031	4 881	5 570	6 350
АО «Бухтарминская ГЭС»	3 924	4 040	3 927	8 005	10 627
ТОО "Ereymentau Wind Power"				403	4 345
ТОО "Energy Solution center"	1 105	1 287	1 128	1 645	1 672
ТОО «Samruk-Green Energy»	158	236	399	475	493
Внутригрупповые обороты (элиминирование)	-88 621	-100 554	-121 285	-127 929	-142 496

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.

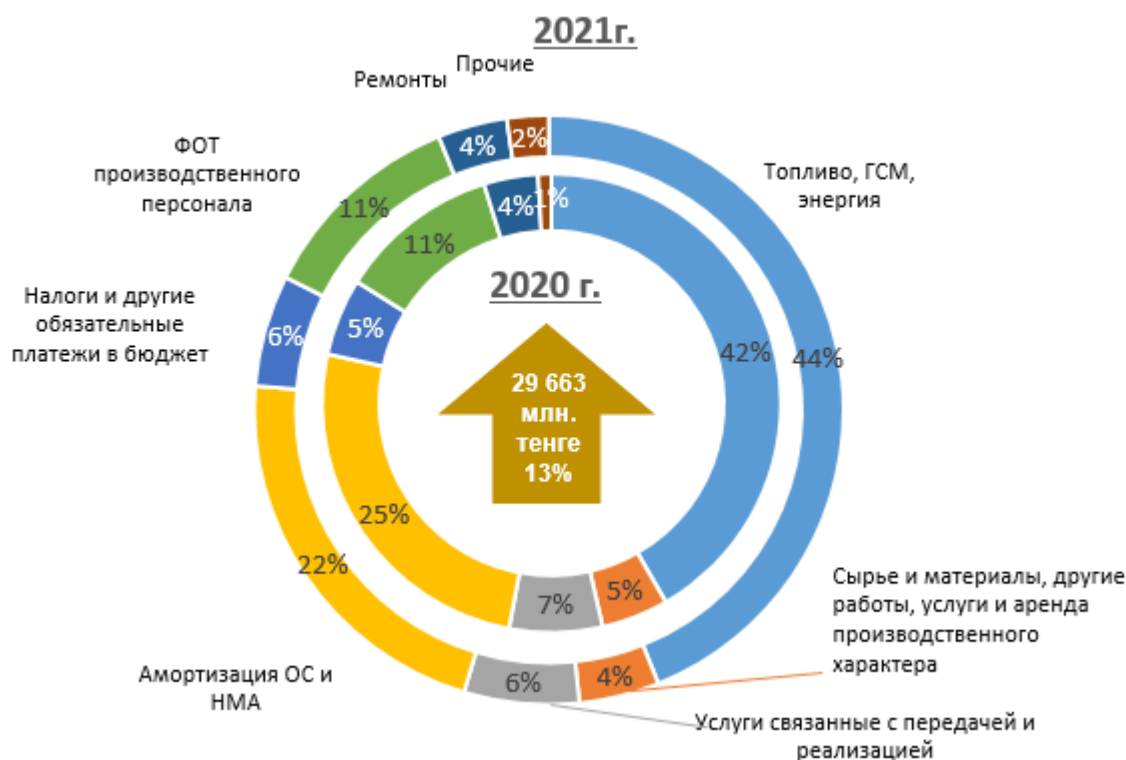
Себестоимость продукции и оказания услуг

Показатель, млн тенге	2019 (факт)	2020 (факт)	2021 (факт)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
Топливо	52 340	59 109	60 320	69 214	71 508
Оплата труда и связанные расходы	26 775	29 394	34 120	36 524	38 187
Стоимость приобретенной электроэнергии	13 673	22 865	42 426	53 388	69 791
Услуги по поддержанию готовности электрической мощности	7 692	10 094	8 718	10 006	9 924
Износ основных средств и амортизация НМА	54 227	57 331	55 168	58 030	66 344
Ремонт и содержание	6 879	8 520	9 901	12 694	13 281
Услуги по передаче электроэнергии	10 331	11 494	13 239	13 103	13 909
Материалы	1 844	1 713	1 930	2 343	2 360
Водообеспечение	3 962	4 847	6 329	6 697	7 121
Потери в сетях	193	2	2	5	5
Налоги, кроме подоходного налога	4 586	4 704	4 923	5 976	7 194
Плата за эмиссии в окружающую среду	4 338	4 616	7 802	9 220	10 189
Услуги сторонних организаций	5 383	6 003	5 649	11 439	12 770
Прочие	3 668	4 492	4 320	3 440	3 600
ИТОГО	195 891	225 185	254 847	292 079	326 183

(1) в ФО Плата за эмиссии в окружающую среду за 2018-2020 гг. отражены в статье «Налоги, кроме подоходного налога»

Себестоимость по итогам 2021 г. составила 254 847 млн. тенге, что на 13% выше факта 2020 г. Увеличение расходов в основном связано с ростом затрат на уголь (за счет увеличения объемов выработки электроэнергии) и затрат на покупную электроэнергию от ТОО РФЦ ВИЭ (рост объемов покупки). Также наблюдается увеличение расходов в связи с ростом цен на товары и услуги, При этом наблюдается уменьшение амортизации в основном за счет ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» в результате переоценки ОС, проведенной на 31.12.2020г.

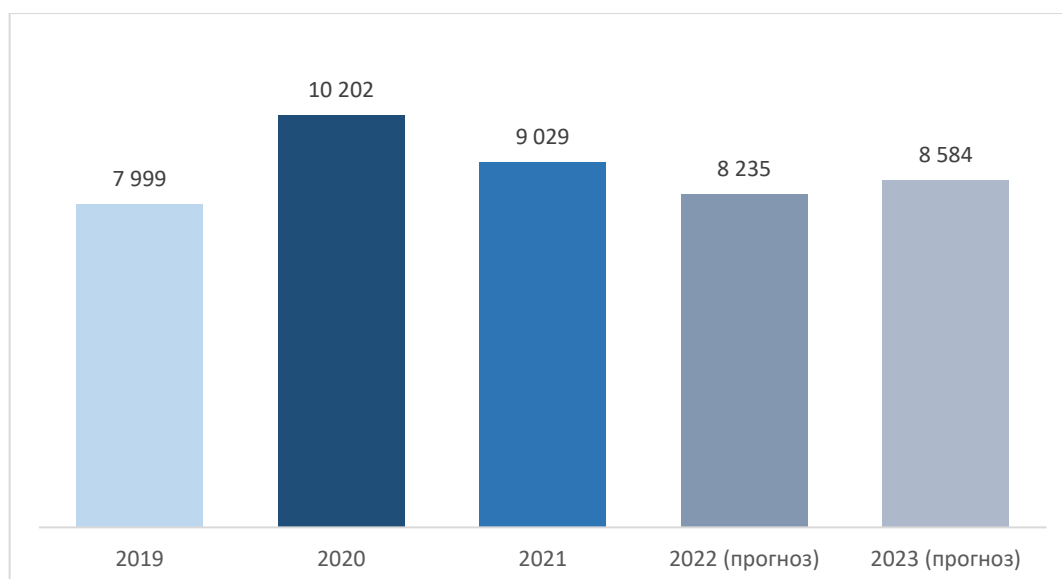
Структура себестоимости по основным видам деятельности



Прогноз на будущий период: в прогнозе на 2022 и 2023 годы себестоимость увеличивается в связи с цен на товары и услуги.

Расходы на реализацию, млн. тенге

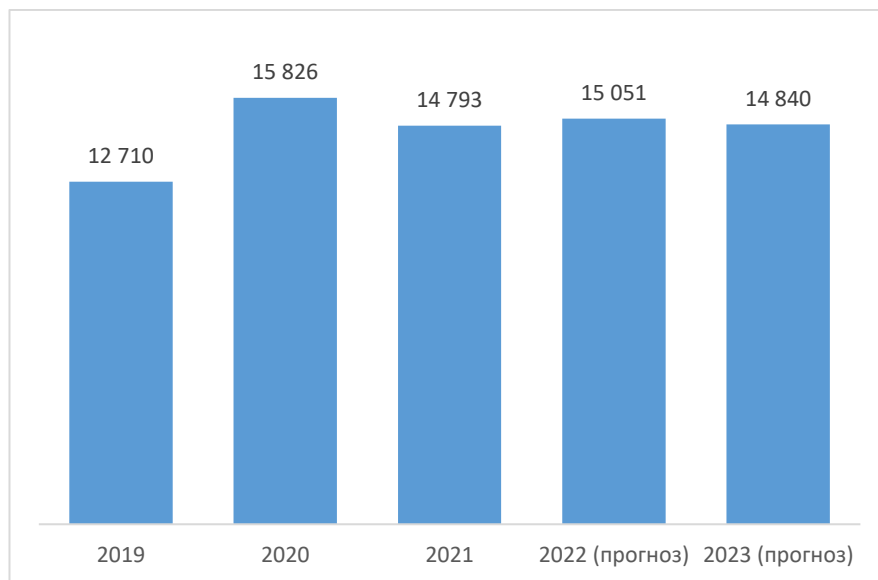
Расходы на реализацию по итогам 2021 г. уменьшились на 1 173 млн. тенге (на 11%) по сравнению с 2020 г. и составили 9 029 млн. тенге. Данное отклонение вызвано снижением экспорта на 53% по сравнению с 2020 годом, а также за счет снижения цен на услуги АО «KEGOC» в 2021 году.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2022 г. **расходы на реализацию продукции** запланирован в размере 8 235 млн. тенге, что ниже факта 2021 г. на 794 млн. тенге или 9%. Уменьшение обусловлено исключением объемов экспорта.

Административные расходы, млн. тенге

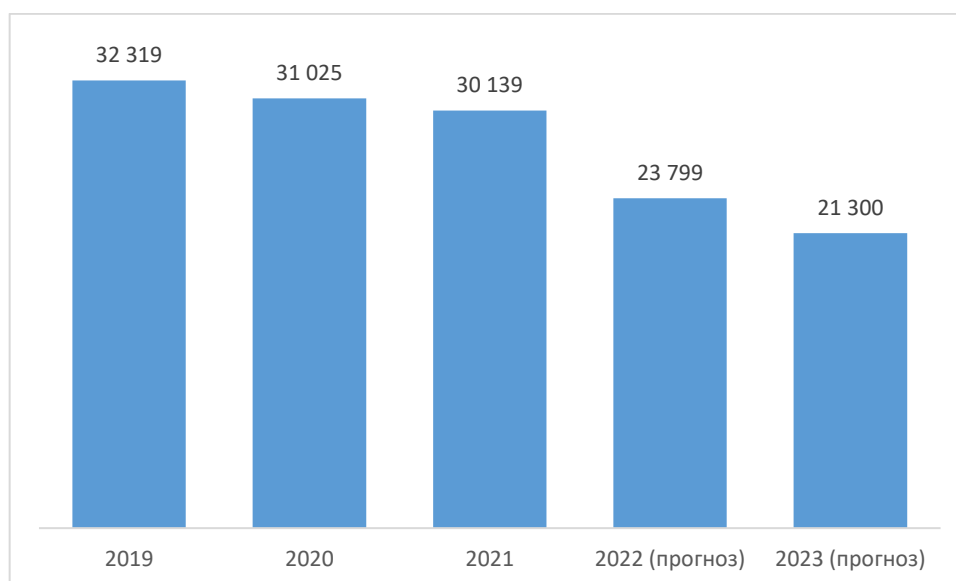
По итогам 2021 г. административные расходы составили 14 793 млн. тенге, что меньше на 1 033 млн. тенге или 7% по сравнению с аналогичным периодом 2020 г. Снижение в основном по АО «Бухтарминская ГЭС» за счет доначисления налогов по НДС и начисления пени в 2020г.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2022 г. административные расходы выше уровня 2021 г. и составляют 15 051 млн. тенге. Увеличение в основном за счет индексации заработной платы персонала.

Финансовые расходы, млн. тенге

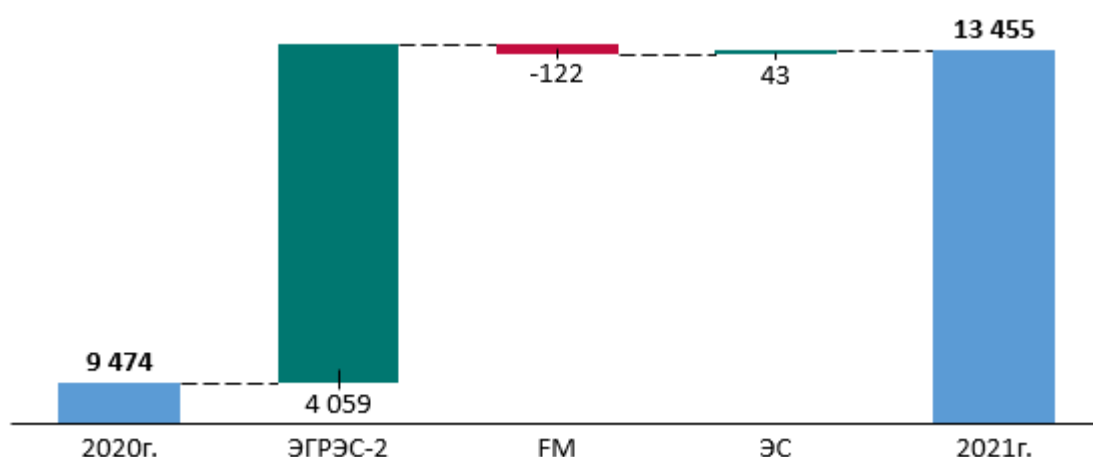
Финансовые расходы по итогам 2021 г. составили 30 139 млн. тенге, что ниже фактического значения за 2020 г. на 886 млн. тенге. Основное снижение по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» в связи с погашением основного долга.



Прогноз на будущий период: В прогнозе на 2022 г. расходы на финансирование составляют 23 799 млн. тенге. Отклонение в основном обусловлено по КЦ в связи планируемым досрочным погашением привлеченного займа от АБР, а также снижением расходов по ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» и ТОО «Ereymtau Wind Power» в связи с изменением привлечений займов.

Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий и обесценение инвестиции

Показатель, млн тенге	2019 (факт)	2020 (факт)	2021 (факт)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)
Доля в прибыли совместных и ассоциированных предприятий	11 191	9 474	13 455	7 619	27 416



Долевая прибыль за 2021 год составила 13 455 млн. тенге, увеличение по отношению к аналогичному периоду на 3 981 млн. тенге или 42%.

Основные изменения произошли по следующим активам:

ЭГРЭС-2 (50%) – прибыль за 2021 год составил 2 206 млн. тенге, при убытке за 2020 год (1 853) млн. тенге, увеличение прибыли на 4 059 млн. тенге в сравнении с аналогичным периодом прошлого года в основном обусловлено увеличением операционной прибыли на 4 054 млн. тенге в результате роста доходов от основной деятельности (рост объемов реализации и тарифа на электроэнергию).

Forum Muider (50%) – прибыль за 2021 год составила 11 383 млн. тенге, прибыль за 2020 год составила 11 504 млн. тенге, уменьшение на (122) млн. тенге произошло в основном за счет снижения операционной прибыли в результате роста расходов по себестоимости и ОАР.

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 2021 года созданная экономическая стоимость составила 466 млрд. тенге и распределенная экономическая стоимость составила 364 млрд. тенге, в результате нераспределенная экономическая стоимость составила 102 млрд. тенге. Согласно утвержденному Плану развития на 2022-2026 гг. в 2022 и 2023 годах планируется увеличение созданной и распределенной экономической стоимости.

млн. тенге

Показатель*	2020	2021	2022	2023
	Факт	факт	Прогноз	Прогноз
Созданная экономическая стоимость	382 199	465 806	523 007	587 748
Поступления от продаж	380 990	463 690	522 624	587 256
Полученные вознаграждения (проценты)	1 209	2 116	383	492
Распределенная экономическая стоимость	312 894	363 943	426 618	454 795
Операционные затраты	194 386	228 733	287 730	321 986
Заработная плата и социальные отчисления	43 700	50 327	51 677	54 445
Выплаты поставщикам капитала	32 571	32 702	28 448	22 036
Выплаты государству	42 152	52 149	58 703	56 269
Нераспределенная экономическая стоимость	69 305	101 862	96 389	132 953

* - 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	2019г. факт	2020г. факт	2021г. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1», средневзвешенные тарифы, тенге кВтч.	6,07	6,44	7,31	8,22	8,97
тариф на экспорт, тенге/кВтч.	9,64	10,22	10,31		
тариф РК, тенге/кВтч.	5,87	5,86	6,82	7,60	8,25
в т.ч. тариф на эл.энергию, тенге/кВтч.	5,65	5,65	6,76	7,60	8,25
в т.ч. тариф на мощность, тыс.тенге/МВт*мес	590	590	590	590	590
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», средневзвешенные тарифы, тенге кВтч	8,70	9,64	10,38	11,46	12,09
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.	7,42	8,55	9,79	10,44	11,08
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес	590	590	590	590	590
АО "Алматинские Электрические Станции", средневзвешенные тарифы, тенге кВтч	9,66	11,41	13,12	14,36	15,42
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.	8,43	9,45	11,16	12,62	13,71
средневзвешенный тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес	590	875	899	798	798
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес	590	590	590	590	590
индивидуальный тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес		4 169	4 169	3 139	3 139
АО «Шардаринская ГЭС», средневзвешенные тарифы, тенге кВтч	4,86	12,95	15,32	16,70	16,25
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.	4,23	8,49	9,27	11,27	11,28
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес	590	4 069	3 868	3 868	3 868
АО "Мойнакская ГЭС", средневзвешенные тарифы, тенге кВтч	10,02	21,33	23,74	24,38	23,92
тариф на электроэнергию, тенге/кВтч.	7,93	12,02	12,26	13,70	14,44
тариф на мощность, тыс. тенге/МВт*мес	590	2 564	2 564	2 564	2 564
ТОО "Samruk-Green Energy", тенге кВтч	48,54	32,73	19,74	23,80	24,77
ТОО "Первая ветровая электрическая станция", тенге кВтч	30,03	31,62	33,83	35,52	36,36
ТОО «Ereumentau Wind Power»				22,68	22,68
ТОО «Энергия Семиречья»				22,68	22,68

С 1 января 2019 года в РК начал функционировать рынок электрической мощности. Разделены доходы, получаемые производителями электроэнергии, на две составляющие – доход от продажи электроэнергии (направляется на покрытие текущих расходов) и доход от оказания услуг по поддержанию готовности электрической мощности (направляется на погашение основного долга и на инвестиции). Утвержден единый предельный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности для всех ЭПО в размере 590 тыс. тенге/МВт*мес. Тарифы на электроэнергию утверждены на период 2020-2025гг. Однако, утвержденные тарифы не предусматривают индексацию по годам. При этом, согласно пункта 2 статьи 12-1 Закона РК «Об электроэнергетике», при необходимости тарифы на электроэнергию ежегодно корректируются.

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 соответствии 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.

Таким образом, в течение 2021г. для ЭПО действовали следующие предельные тарифы на электроэнергию:

Наименование ЭПО	Утвержденный тариф 01.01.2021-31.03.2021	Утвержденный тариф 01.04.2021-30.06.2021	Утвержденные тарифы МЭ без надбавки с 01.07.2021	Надбавка ВИЭ	тенге/кВтч	
					Тарифы с учетом надбавки ВИЭ с 01.07.2021г	% роста к утв с 01.01.2021
ТОО «ГРЭС-1»	5,80	7,25	5,90	1,57	7,47	28,7%
АО «ГРЭС-2»	9,13	9,69	8,59	1,57	10,16	11,3%
АО «АлЭС»	10,30	11,01	10,23	1,57	11,80	14,5%
АО «МГЭС»	12,02	12,03	10,90	1,57	12,47	3,7%
АО «ШарГЭС»	8,10	9,74	8,77	1,57	10,34	27,6%

С начала 2021г. значительный рост тарифа произошел для ТОО «ГРЭС-1» и АО «ШарГЭС» на 28,7% и 27,6% соответственно, для АО «ГРЭС-2» и АО «АлЭС» на 11,3% и 14,5% соответственно. Для АО «МГЭС» тариф вырос незначительно с 12,02 тенге/кВтч до 12,47 тенге/кВтч или на 3,7%.

Начиная с 2020г. с Министерством Энергетики РК проводится работа по утверждению инвестиционных тарифов для станций, осуществляющих масштабные инвестиционные проекты - АО «МГЭС», АО «ШарГЭС», АО «АлЭС» и ТОО «ГРЭС-1».

28.02.2021г. ТОО «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 «АлЭС»	69,5 МВт	4 168,60	2020-2024 гг.
АО «МГЭС»	298 МВт	2 563,67	2020-2026 гг.
АО «ШарГЭС»	61 МВт	4 069,3	2020-2028 гг.
ТОО «ГРЭС-1»	476,6	1 199	2025-2031 гг.

АО «ЭГРЭС-2» 26.01.2021г. представлена заявка в Совет Рынка (КЭА) на утверждение индивидуального тарифа по реализации проекта «Расширение и реконструкция ЭГРЭС-2 с установкой энергоблока №3». После получения положительной рекомендации Советом рынка от 29.03.2021г., заявка передана на рассмотрение в МЭ РК.

С 2022 г. и далее тарифы на электроэнергию и мощность прогнозируются с учетом индексации.

Тарифы на производство теплоэнергии

Наименование	тенге/Гкал.				
	2019г. факт	2020г. факт	2021г. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
АО «Алматинские электрические станции»	3 354	3 441	3 392	3 621	3 694
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	809	697	772	867	938
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	572	367	233	367	367

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.

Для АО «АлЭС» совместным приказом Департаментов Комитета по регулированию естественных монополий (далее – ДКРЕМ) Министерства национальной экономики РК по г. Алматы №141-ОД и по Алматинской области №267-ОД от 29.11.2021г. утверждены тарифы на регулируемые услуги по производству тепловой энергии на 2022-2026гг. с вводом в действие с 01.01.2022г., где на 2022г. увеличение к действующему тарифу составило 8,6%.

Тарифы на услуги передачи электроэнергии

Наименование	тенге/кВтч				
	2019г. факт	2020. факт	2021. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	5,46	5,95	6,07	6,60	7,25

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. Утвержденный тариф на 2021 год в размере составляет 6,09 тенге/кВтч с ростом к действующему тарифу 0,8%.

Увеличение (корректировка) тарифов производится не чаще одного раза в год, в случаях роста затрат РЭС по объективным причинам (в соответствии со ст.22 Закона РК «О естественных монополиях», основаниями изменения утвержденного уполномоченным органом тарифа является изменения стоимости стратегических товаров (покупная электроэнергия).

Тарифы на реализацию электроэнергии ЭСО

Наименование	тенге/кВтч				
	2019г. факт	2020г. факт	2021г. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	16,11	17,66	18,69	21,32	22,82

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.

Для ТОО «АЭС» 1 февраля 2021г. в связи со снижением тарифа АО «KEGOC», были снижены тарифы до уровня 18,25 тенге/кВтч (на 1,2% к ранее действующему), в том числе снижены дифференцированные тарифы по группам потребителей.

С учетом увеличения тарифов энергоисточников с 01.07.2021г., ДКРЕМ направлено Мотивированное заключение от 23.08.2021г о повышении цены с 01.09.2021г. до 19,74 тенге/кВтч или на 14,5% к действующему уровню.

Цена реализации угля

Наименование	тенге/тонна				
	2019г. факт	2020г. факт	2021г. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
ТОО «Богатырь Комир»	2 120	2 311	2 292	2 553	2 945

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	2019г. факт	2020г. факт	2021г. факт	2022г. прогноз	2023г. прогноз
1	Чистый доход, млн. тенге	6 835	8 008	15 046	35 138	66 041
2	Долг/ЕБИТДА (соотношение)	3,31	2,67	2,41	3,52	3,70
3	ROACE, %	3,43%	3,60%	4,23%	5,46%	6,84%
4	Стоимость чистых активов (NAV), млн.тенге	392 073	400 623	412 899	442 461	508 490
5	Рейтинг корпоративного управления	-		BB	-	-
6	Доля рынка электроэнергии в РК	28%	29%	31%	27%	28%
7	LTIFR*	0,33	0,27	0,36	0,33	0,3

* Включен в список Стратегических КППД с 2019г.

В целом Стратегические показатели Компании имеют тенденцию к улучшению в период с 2019 по 2023 год. Основными факторами роста являются увеличение объемов реализации электроэнергии и мощностей на внутреннем рынке, получение индивидуальных тарифов на мощность, сокращение удельных расходов топлива и воды на технологические нужды, оптимизация затрат на ТЭР-энергосбережение, а также снижение долговой нагрузки.

12. Анализ капитальных затрат по методу освоения

млн. тенге

№	ДЗО	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
		факт	факт	факт	прогноз	прогноз
	ВСЕГО	50 364	73 232	61 698	361 598	396 273
1	Инвестиционные проекты, в т. ч.	14 985	40 718	25 206	312 280	350 919
1.1	Восстановление Блока 1 с установкой новых электрофильтров	4 953	1 890	10 930	26 110	105 528
1.2	Расширение и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3	-	8 322	104	6 684	47 197
1.3	Переход на циклично-поточную технологию (ЦПТ) добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля на разрезе «Богатырь» Экибастузского угольного месторождения	553	25 504	9 693	11 445	-
1.4	Строительство ПС «Кокозек»	-	20	2 000	758	-
1.5	Модернизация Шардаринской ГЭС	5 059	1 134	-	-	-
1.6	Модернизация ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду. Разработка ТЭО и прохождение экспертизы	-	-	313	124 832	63 400
1.7	Расширение ТЭЦ-1 со строительством ПГУ мощностью 200-250 МВт	-	-	-	45 014	43 668
1.8	Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ с увеличением мощности станции до 450 МВт	-	-	-	81 025	78 602
1.9	Реконструкция электрических сетей	-	-	-	6 000	9 160
1.10	Строительство ВЭС мощностью 5 МВт в районе п. Шелек Алматинской области	1	2 254	-	-	-
1.11	Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре, мощностью	3 917	11	23	3 189	-

№	ДЗО	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
		факт	факт	факт	прогноз	прогноз
	60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт					
1.12	Строительство ВЭС Ерейментау мощностью 50 МВт	200	913	2 099	6 398	25
1.13	Строительство ГТЭС на базе газового месторождения Придорожное	91	52	13	-	-
1.14	Реконструкции тепловой магистрали Алматинской ТЭЦ-2 – ЗТК	-	35	-	-	-
1.15	Расширение существующей ВЭС «Ерейментау-1» мощностью 45 МВт на две ветроэнергетические установки мощностью 2,5 МВт каждая	-	-	-	377	2 107
1.16	Прочие проекты	209	583	31	448	1 232
2	Поддержание в рабочем состоянии производственных активов	34 596	31 787	35 198	46 818	44 994
2.1	ТОО «Богатырь Комир» (50%)	7 658	5 547	4 243	8 288	9 133
2.2	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" (50%)	798	1 050	1 616	2 068	3 232
2.3	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	7 711	6 187	8 886	14 844	14 153
2.4	АО «Алатау Жарық Компаниясы»	11 124	12 646	10 692	9 791	12 187
2.5	АО "Алматинские электрические Станции"	6 991	5 616	9 042	9 928	5 553
2.6	АО «Мойнакская ГЭС»	168	307	415	1 264	235
2.7	АО «Шардаринская ГЭС»	38	6	10	54	111
2.8	ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	75	94	90	95	81
2.9	ТОО «Samruk-Green Energy»	-	3	26	19	14
2.10	ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	33	332	180	348	295
2.11	ТОО «Ereymentau Wind Power»	-	-	-	51	-
2.12	ТОО «Energy Solutions Center»	-	-	-	69	-
3	Поддержание в рабочем состоянии административных активов	592	690	1 267	2 293	360
4	Прочие	191	38	26	207	-

Проекты, реализованные в 2020 г.

В 2020 г. завершены работы по проекту «Модернизация Шардаринской ГЭС». Увеличена установленная мощность станции до 126 МВт.

Проекты, реализованные в 2021 г.

В 2021 г. реализованные проекты отсутствуют.

Проекты, реализуемые в 2022 году

В 2022 году Планируется завершение работ и ввод в эксплуатацию проекта «Строительство ПС 110/10кВ «Кокозек» с присоединением к ОРУ-110кВ ПС-220кВ «Каскелен» Карасайского района Алматинской области» С

Также планируется завершение работ по строительству поточной технологию доставки угля конвейерным транспортом в разрезе «Богатырь». Увеличение производственной мощности по добыче угля составит до 42 млн. тонн/год.

Проекты, реализуемые в 2023 году

В декабре 2023 года планируется завершение строительно-монтажных работ и ввод в эксплуатацию проекта «Восстановление энергоблока №1 ГРЭС-1 с установкой новых электрофильтров». Проект позволит увеличить мощность станции до проектной – 4000 МВт, тем самым позволить уменьшить дефицит электрической энергии в энергосистеме Республики Казахстан.

Планируется завершение работ по строительству ветровой ветровой электрической станции в районе г. Ерейментау мощностью 50 МВт. Реализация проекта позволит дополнительно производить более 215 млн. кВт•ч электроэнергии в год. Также, планируется завершение проекта «Строительство ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт».

13. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости

Исполнение ковенант от внешних кредиторов:

Ковенант	Норматив	2019 Факт	2020 Факт	2021 Факт	Примечание
Долг/ЕБИТДА (ЕБРР, АБР)	не более 3,5	3,31	2,96	2,70	Соблюдается
ЕБИТДА/Проценты (ЕБРР, АБР)	не менее 3,0	3,34	3,76	5,00	Соблюдается
Долг/Собственный капитал (БРК)	не более 2,0	0,56	0,54	0,59	Соблюдается

Наименование	2018 Факт	2019 Факт	2020 Факт	2021 Факт	2022 прогноз
Долг/ЕБИТДА	3,18	3,31	2,96	2,7	3,74
Долг/Собственный капитал	0,65	0,56	0,54	0,59	0,77
Текущая ликвидность	1,04	0,70	0,75	0,53	0,66

По итогам 2021 года АО «Самрук-Энерго» (далее – Общество) соблюдены финансовые и нефинансовые ковенанты кредиторов, которые фиксируются на полугодовой основе.

По итогам 2021 года АО «Самрук-Энерго» достигло целевых показателей по коэффициентам финансовой устойчивости, предусмотренных акционером

Рост долговой нагрузки

По итогам 12 месяцев 2021 года консолидированный номинальный долг Общества составил 349,9 млрд. тенге, рост номинального долга за отчетный период по сравнению с итогами 2020 года (325,4 млрд. тенге) составило – 24,5 млрд. тенге.

Рост номинального долга в 2021 году связано с реализацией Проекта «Восстановление энергоблока №1 с установкой новых электрофильтров на станции ТОО «Экибастузская ГРЭС-1».

В рамках нивелирования валютных и инфляционных рисков Обществом проведены следующие мероприятия в 2019-2021 гг.:

Рефинансирование валютных обязательств в тенге – АО «Мойнакская ГЭС» на сумму 148 млн. долл. США, АО «Экибастузская ГРЭС-2» на сумму порядка 100 млрд. тенге. В результате доля валютных обязательств в кредитном портфеле снижена с 17% до 1% (с учетом ГРЭС-2 эффект выше данных показателей).

В целях нивелирования инфляционных рисков проведены работы по досрочному погашению займов ЕБРР на сумму 21 млрд.тенге, из которых 18 млрд.тенге были погашены за счет выпуска первых зеленых облигаций Общества на площадке АИХ.

Оптимизация процентных расходов

Снижение расходов на вознаграждение за счет плановых (20,8 млрд.тенге) и досрочных погашений долга (36,9 млрд.тенге), проведение работ по снижению ставок вознаграждений за счет изменения условий финансирования и рефинансирования существующих займов Группы из новых альтернативных источников финансирования.

Кредитный рейтинг (Fitch Ratings)

По итогам 2021 года долгосрочные кредитные рейтинги АО «Самрук-Энерго» от международного рейтингового агентства Fitch Ratings подтверждены на уровне «ВВ», прогноз изменен со «Стабильного» на «Позитивный».

14. Условные и договорные обязательства и операционные риски

Политическая и экономическая обстановка в РК

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Она особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ и другое минеральное сырье, составляющие основную часть экспорта страны. Эти особенности также включают, но не ограничиваются существованием национальной валюты, не имеющей свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг. Сохраняющаяся политическая напряженность в регионе, волатильность обменного курса оказали и могут продолжать оказывать негативное воздействие на экономику Республики Казахстан, включая снижение ликвидности и возникновение трудностей в привлечении международного финансирования.

20 августа 2015 года Национальный банк и Правительство Республики Казахстан приняли решение о прекращении поддержки обменного курса тенге и реализации новой денежно-кредитной политики, основанной на режиме инфляционного таргетирования, отмене валютного коридора и переходе к свободно плавающему обменному курсу. При этом, политика Национального банка в отношении обменного курса допускает интервенции, чтобы предотвратить резкие колебания обменного курса тенге для обеспечения финансовой стабильности.

По состоянию на дату настоящего отчёта официальный обменный курс Национального Банка Республики Казахстан составил 428.32 тенге за 1 доллар США по сравнению с 431.67 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2020 года. Таким образом, сохраняется неопределенность в отношении обменного курса тенге и будущих действий Национального банка и Правительства, а также влияния данных факторов на экономику Республики Казахстан.

В сентябре 2021 года международное рейтинговое агентство S&P Global Ratings подтвердило суверенный рейтинг Казахстана на уровне «BBB-». Прогноз изменения кредитного рейтинга «стабильный». Стабильный прогноз подтверждается наличием положительных балансовых показателей, сформированных за счет дополнительных поступлений в Национальный фонд Республики Казахстан, невысокого государственного долга, совокупный объем которого не превысит внешние ликвидные активы государства в течении двух лет, а также реализуемых Правительством Республики Казахстан мер, направленных на сдерживание негативных проявлений пандемии на экономику.

Низкие цены на нефть, сокращение ее добычи в связи с соглашением ОПЕК и последствия мер по сдерживанию COVID-19 неблагоприятно сказались на экономике Казахстана в 2020 году. Однако, восстановление в нефтяном секторе на фоне ослабления ограничений добычи со стороны ОПЕК+ и расширение добычи на Тенгизском месторождении, стабильная динамика в обрабатывающем секторе, рост инвестиционной активности, ослабление ограничений, связанных с пандемией, и восстановление внешней торговли будут способствовать экономическому росту в 2022 году. По прогнозам аналитиков темп роста экономики составит около 3.6% в среднем в 2021-2024 годах.

Экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство принимает все 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.

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.

В декабре 2019 года впервые появились новости из Китая о вспышке нового вируса. 11 марта 2020 года Всемирная Организация Здравоохранения объявила вспышку нового типа коронавируса COVID-19 пандемией. В связи с пандемией казахстанские органы власти приняли целый ряд мер, направленных на сдерживание распространения и смягчение последствий COVID-19, таких как запрет и ограничение передвижения, карантин, самоизоляция и ограничение коммерческой деятельности, включая закрытие предприятий. Некоторые указанные выше меры были впоследствии смягчены. Деятельность Группы на

период карантина не приостанавливалась, работа офисных сотрудников была организована дистанционно.

Эпидемия COVID-19 распространяется глобально, оказывая резкий негативный эффект на всю мировую экономику. На дату выпуска данной финансовой отчетности ситуация все еще развивается, на сегодняшний день не было отмечено какого-либо значительного эффекта на выручку и поставки Группы, однако будущий эффект сложно прогнозировать. Руководство продолжит отслеживать потенциальный эффект вышеуказанных событий и предпримет все необходимые меры для предотвращения негативных последствий на бизнес, однако:

- последствия простоя/карантина из-за пандемии COVID-19 приведут к замедлению деловой активности в целом, что может сказаться на финансовых показателях Группы в будущем;
- снижение спроса на нефть в связи с возможными ограничениями из-за пандемии, и соответственно цен на нефть, а также дальнейшие договоренности между членами ОПЕК и другими крупными нефтедобывающими странами для стабилизации цен на нефть путем сокращения уровня добычи, могут оказать негативный эффект на экономику Казахстана, и опосредованно на Группу;

Руководство не в состоянии предвидеть ни степень, ни продолжительность изменений в казахстанской экономике или оценить их возможное влияние на финансовое положение Группы в будущем. Руководство уверено, что оно предпринимает все необходимые меры для поддержания устойчивости и роста деятельности Группы в текущих обстоятельствах.

По мнению руководства Группы, данное событие, связанное со вспышкой вируса, не имеет существенного влияния на оценку активов и обязательств в финансовой отчетности по состоянию на 31 декабря 2021 года.

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 отчетности, что может привести к возникновению дополнительных налоговых обязательств у Группы. Налоговые органы могут проводить ретроспективную проверку в течение пяти лет после окончания налогового года.

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.

С июля 2020 года Комитетом государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан (далее – КГД) осуществлен запуск пилотного проекта по внедрению горизонтального мониторинга, который продлится до 31 декабря 2023 года. Основная цель горизонтального мониторинга - создание партнерских взаимоотношений налоговых органов с крупными налогоплательщиками путем своевременного реагирования и предупреждения осуществления ими рискованных операций, которые могут привести к нарушениям налогового, валютного и другого законодательства, контроль за которым осуществляется налоговыми органами. В целях реализации пилотного проекта КГД совместно с бизнес-сообществом разработаны и утверждены правила его проведения, а также определены категории налогоплательщиков.

Так, в 2021 году КГД в рамках пилотного проекта по горизонтальному мониторингу было проведено изучение исторических данных Компании ЭГРЭС-1 за период с 2016-2020 годы, по итогам анализа в феврале 2022 года КГД подписан Протокол с рекомендациями. Основная рекомендация связана с несоответствием основных средств по принадлежности к группам активов согласно Национальному классификатору основных фондов. Компания выразила свое несогласие по поводу данной рекомендации и продолжает работу по разъяснению своей позиции.

Судебные разбирательства

ТОО «Майкубен-Вест»

С 2016 года Группа вовлечена в судебные разбирательства с АО "Майкубен - Вест Холдинг" (Участник ТОО «Майкубен-Вест»). Группа подала в специализированный межрайонный экономический суд («СМЭС») Павлодарской области исковое заявление о взыскании с ТОО «Майкубен-Вест» задолженности в размере 333 миллиона тенге, а также государственной пошлины в сумме 10 миллионов тенге. Решением «СМЭС» Павлодарской области от 10 июня 2016 года исковое заявление удовлетворено в полном объеме. С ТОО «Майкубен-Вест» была взыскана часть задолженности в размере 28 миллионов тенге. В отношении оставшейся суммы задолженности ТОО «Майкубен-Вест» в размере 315 миллионов тенге, были приняты следующие меры: арест денежных средств и имущества ТОО «Майкубен-Вест», в СМЭС Павлодарской области направлены представления о приостановки действия лицензий и разрешений выданных ТОО «Майкубен-Вест».

В 2019 году Группа подала в СМЭС Павлодарской области исковое заявление о взыскании задолженности с ТОО «Майкубен-Вест» в сумме 1,632,148 тысяч тенге, включая основную задолженность 1,324,023 тысячи тенге, упущенная выгода 161,286 тысяч тенге, неустойка (пени) 99,302 тысячи тенге и госпошлина 47,538 тысяч тенге.

11 июня 2019 года СМЭС Павлодарской области вынесено решение об удовлетворении искового заявления Компании в полном объеме. 3 декабря 2019 года возбуждено исполнительное производство по взысканию задолженности с ТОО Майкубен-Вест в размере 1.6 миллиарда тенге.

В период с 15 июля 2019 года по 22 февраля 2020 года, в связи с подачей ТОО «Майкубен-Вест» иска в суд по применению процедуры реабилитации,

исполнительное производство было приостановлено. На настоящий момент частными судебными исполнителями ведется исполнительное производство, проводятся исполнительные действия. С ТОО «Майкубен-Вест» по обоим решениям была взыскана часть задолженности в размере 40,375 тысяч тенге.

В марте 2021 года было заключено соглашение с ТОО "Майкубен-Вест" о погашении задолженности в рассрочку до конца 2026 года и прощении части задолженности по графику до 2026 года.

Дебиторская задолженность ТОО «Майкубен-Вест» по состоянию на 31 декабря 2021 года была полностью обесценена (31 декабря 2020 года: полностью обесценена).

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

Законодательство по охране окружающей среды в РК находится на стадии становления, и позиция государственных органов РК относительно обеспечения его соблюдения постоянно меняется. Группа проводит периодическую оценку своих обязательств, связанных с воздействием на окружающую среду. По мере выявления обязательства немедленно отражаются в учете. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате внесения изменений в действующие нормативные акты, по результатам гражданского иска или в рамках законодательства, не поддаются оценке, но могут быть существенными. Тем не менее, согласно текущей интерпретации действующего законодательства руководство считает, что Группа не имеет никаких существенных обязательств в дополнение к суммам, которые уже начислены и отражены в данной консолидированной финансовой отчетности, которые имели бы существенное негативное влияние на результаты операционной деятельности или финансовое положение Группы.

В соответствии с природоохранным законодательством Группа имеет юридические обязательства по приобретению дополнительных квот на выброс парниковых газов. На 31 декабря 2021 года балансовая стоимость резерва на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов составила 2,438,179 тысяч тенге (31 декабря 2020 год: нет). В соответствии с п. 1 ст. 295 Экологического кодекса Республики Казахстан субъект квотирования обращается в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды для получения

дополнительной углеродной квоты при отсутствии или недостаточности объема основной углеродной квоты в случае увеличения мощности квотируемой установки в период действия Национального плана углеродных квот. Учитывая, что объемы производства увеличились, что обусловлено повышением спроса на электрическую энергию, у Группы возник риск дефицита квот на выбросы парниковых газов Проектом Национального плана углеродных квот на 2022-2025 годы распределены объемы углеродных квот для электроэнергетической сферы деятельности. Для Группы установлены объемы углеродных квот до 2025 года в зависимости от плановой выработки электроэнергии и удельного коэффициента выбросов парниковых газов на единицу продукции. 2 января 2021 года Президентом РК подписан новый Экологический кодекс Республики Казахстан, который вступает в силу с 1 июля 2021 года. Согласно новому Экологическому кодексу с 2025 года ТОП-50 предприятий добровольно переходят на Комплексное экологическое разрешение (далее «КЭР»). В ТОП-50 предприятий были включены АО «АлЭС» и ЭГРЭС-1. Этот документ требует от предприятий внедрения наилучших доступных технологий (далее «НДТ») и соответствия нормативам эмиссий, характерных для НДТ. Перечни НДТ должны быть разработаны уполномоченным органом в области охраны окружающей среды до 1 июля 2023 года. Весь процесс перехода предприятий на КЭР является добровольным, однако если предприятие принимает решение перехода на КЭР, то в качестве стимулирующей меры оно освобождается от платежей за эмиссии, а если отказывается, то платежи за эмиссии увеличиваются в 2 раза с 2025 года, в 4 раза с 2028 года, в 8 раз с 2031 года. АО «АлЭС» приняло решение внедрения наилучших доступных технологий на своих энергоисточниках, с соответствующим переходом на КЭР в начале реализации модернизации станций. В настоящее время ГРЭС-1 разрабатывается предварительный План реконструкции оборудования на 2025 – 2034 годы по реконструкции горелочных устройств для снижения выбросов и реконструкции фильтров для снижения выбросов пыли. На 31 декабря 2021 года введение нового Экологического кодекса не оказало существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Резерв на ликвидацию золоотвалов

В соответствии с природоохранным законодательством, Группа имеет юридическое обязательство на ликвидации участка золоотвалов, представляющих собой полигоны размещения отходов операционной деятельности Группы. На 31 декабря 2021 года балансовая стоимость резерва на ликвидацию золоотвалов составила 2,826,592 тысяч тенге (31 декабря 2020 года: 3,423,974 тысячи 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.

Обязательства капитального характера

По состоянию на 31 декабря 2021 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 84,376,182 тысячи тенге (31 декабря 2020 года: 76,074,066 тысяч тенге).

Ковенанты по займам

У Группы есть определенные ковенанты по займам. Несоблюдение данных ковенантов может привести к негативным последствиям для Группы, включая рост затрат по займам и объявление дефолта. По итогам 2021 года Группа исполнила нормативные значения ковенантов по займам, а также получила вейверы по снижению порогов, в случаях где прогнозировалось место события нарушения.

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:

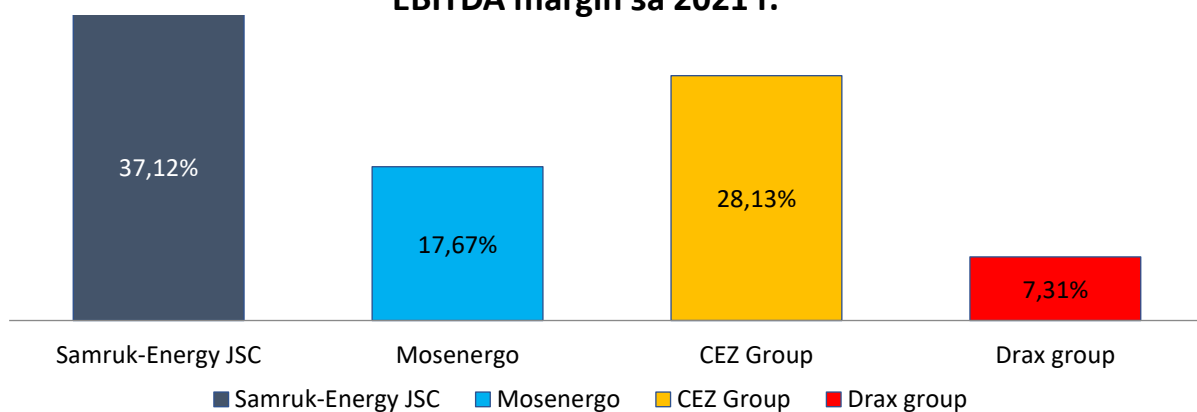
- ОАО «Мосэнерго» (Россия);
- CEZ Group (Чешская Республика);
- Drax Group (Великобритания).

Результаты бенчмаркинга:

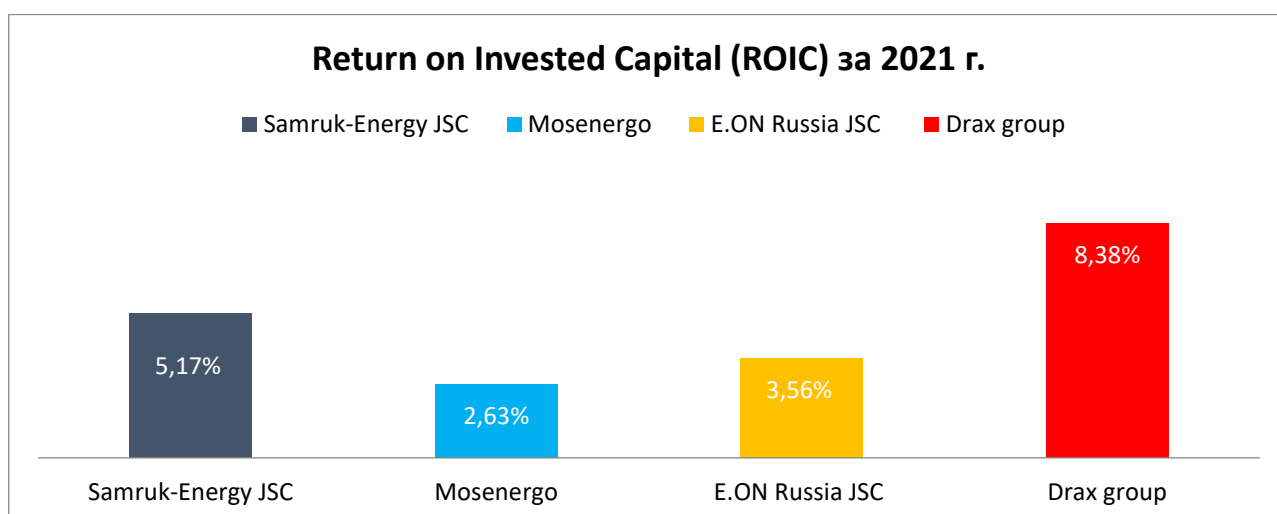
Критерий	Мера	Статус	Min -----Бенчмаркинг-----Max
ЕБИТДА margin	%	●	Drax Group (7,31) MosЭнерго (17,67) CEZ (28,13) СЭ (37,12)
Долг/ЕБИТДА	коэффициент	●	MosЭнерго (0,77) CEZ (1,75) СЭ (2,41) Drax Group (2,76)
Долг/СК	коэффициент	●	MosЭнерго (0,10) СЭ (0,59) CEZ (0,68) Drax Group (0,81)
ROIC	%	●	MosЭнерго (2,63) CEZ (3,56) СЭ (5,17) Drax Group (8,38)

● Лучшее среднего показателя по аналогам
 ● Соответствует среднему показателю по аналогам
 ● Хуже среднего показателя по аналогам

ЕБИТДА margin за 2021 г.



Return on Invested Capital (ROIC) за 2021 г.



Источник: ru.investing.com

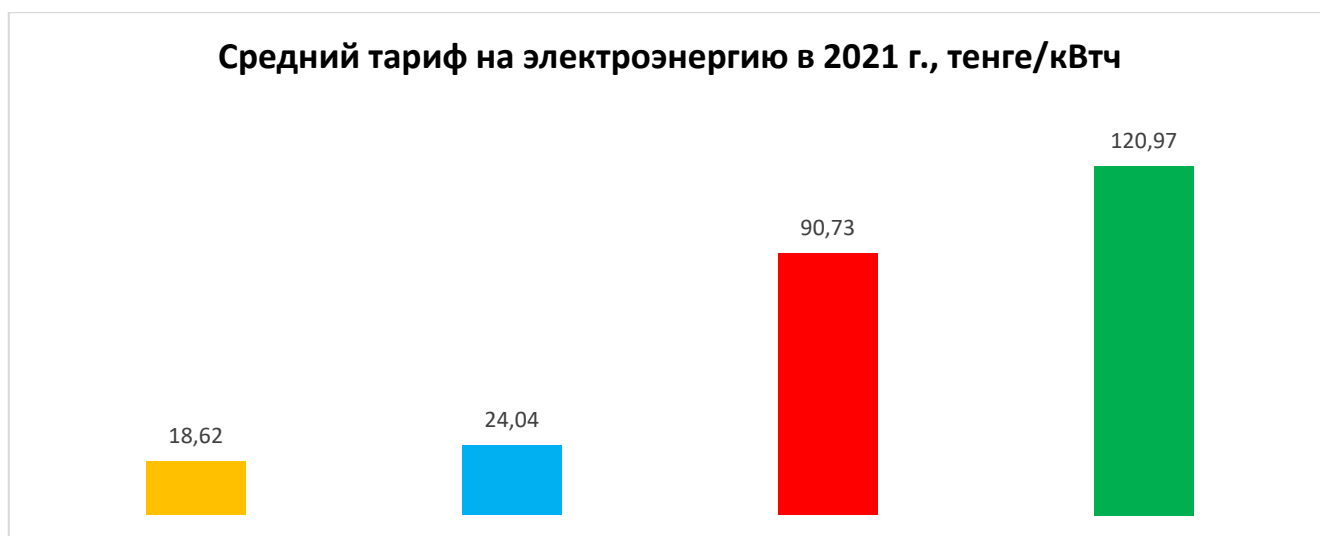
В настоящее время по сравнению с зарубежными компаниями-аналогами Самрук-Энерго уступает по некоторым показателям.

Показатели **финансовой устойчивости** указывают на то, что Самрук-Энерго в полной мере использует доступный финансовый левелердж.

Вместе с тем, по показателю **EBITDA margin** Самрук-Энерго превосходит своих аналогов. Этот показатель указывает на высокую доходность продаж. По показателю **ROIC** (рентабельность долгосрочного вложенного капитала) Самрук-Энерго находится на уровне европейских компаний-аналогов. В то же время по данному показателю Самрук-Энерго значительно уступает Английскому холдингу.

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 2021 г.
Казахстан	18,62 тенге	18,62 тенге/кВтч	
Россия	4,16 рубля	24,04 тенге/кВтч	5,78 тенге/рубли
Чехия	0,18 евро	90,73 тенге/кВтч	504,04 тенге/евро
Великобритания	0,24 евро	120,97 тенге/кВтч	

Источник: Евростат, Росстат