АО «САМРУК-ЭНЕРГО»

Консолидированная финансовая отчетность

За год, закончившийся 31 декабря 2025 года,
с отчетом независимого аудитора

СОДЕРЖАНИЕ

Отчет независимого аудитора

Консолидированная финансовая отчетность

Консолидированный отчет о финансовом положении 1-2
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе 3
Консолидированный отчет об изменениях в капитале 4
Консолидированный отчет о движении денежных средств 5-6
Примечания к консолидированной финансовой отчетности: 7-79

Shape the future with confidence

«Эрнст энд Янг» ЖШС
Әл-Фараби д-лы, 77/7
«Есентай Тауэр» ғимараты
Алматы қ., A15E3H4
Қазақстан Республикасы
Тел.: +7 727 258 5960
БСН 041140002277
ey.com/kz

ТОО «Эрнст энд Янг»
пр. Аль-Фараби, 77/7
здание «Есентай Тауэр»
г. Алматы, A15E3H4
Республика Казахстан
Тел.: +7 727 258 5960
БИН 041140002277

Ernst & Young LLP
77/7 Al-Farabi ave.
Esentai Tower
Almaty, A15E3H4
Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 258 5960
BIN 041140002277

Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционерам, Совету директоров и руководству АО «Самрук-Энерго»

Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «Самрук-Энерго» и его дочерних организаций (далее - «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2025 года, консолидированного отчета о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая информацию о существенных положениях учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2025 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО.

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе *«Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности»* нашего отчета.
Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с принятым Советом по международным стандартам этики для бухгалтеров *Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включая международные стандарты независимости)* (Кодекс СМСЭБ), в отношении требований независимости, применимых к аудиту финансовой отчетности организаций публичного интереса, и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности организаций публичного интереса в Республике Казахстан. Нами также выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита - это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе *«Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности»* нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	**Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита**
Долгосрочные строительные контракты на реконструкцию и модернизацию электростанций	
Группа реализует значительные проекты по модернизации и реконструкции электростанций, которые характеризуются существенными капитальными затратами, сложными договорными отношениями и осуществляются в удаленных местах. Данный вопрос является одним из наиболее важных, рассмотренных в ходе нашего аудита. Недостаточный контроль за управлением контрактами может привести к риску неправильной классификации затрат между капитальными и операционными расходами, что, в свою очередь, может существенно повлиять на консолидированную финансовую отчетность. Информация о капитальных затратах и кредиторской задолженности по долгосрочным строительным контрактам раскрывается в *Примечаниях 7 и 19* к консолидированной финансовой отчетности.	Мы изучили процесс закупок Группы. Мы проанализировали условия ключевых контрактов. Мы провели осмотр текущих строительных и модернизационных проектов. На выборочной основе мы сравнили суммы капитальных и операционных затрат, отраженных в бухгалтерской системе, с подтверждающими документами. На выборочной основе мы проанализировали характер затрат и соответствующие суждения, примененные при их классификации как капитальные или операционные затраты. Мы оценили раскрытия в консолидированной финансовой отчетности, относящиеся к капитальным затратам и кредиторской задолженности.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

Выручка по договорам с покупателями

Выручка является существенной для консолидированной финансовой отчетности и важным элементом в оценке деятельности Группы, а также ее руководства.

Основная часть выручки Группы формируется по договорам на производство, передачу и реализацию электро- и теплоэнергии, а также услуг по поддержанию готовности мощности.

На учет выручки могут повлиять объемы операций, показания приборов учета, своевременное оформление актов выполненных работ и корректность применения регулируемых тарифов.

Учет выручки по договорам с покупателями был одним из наиболее важных вопросов в ходе нашего аудита.

Информация об обязательствах по договорам и выручке по договорам с покупателями раскрывается в *Примечаниях 19 и 21* к консолидированной финансовой отчетности.

Мы проанализировали условия договоров, в рамках которых признается выручка по договорам с покупателями.

Мы на выборочной основе сравнили операции по выручке, признанные в системе бухгалтерского учета, с подтверждающими счетами-фактурами и актами выполненных работ.

Мы провели аналитические процедуры, сравнивая ежемесячные суммы выручки текущего года с ежемесячными суммами выручки предыдущего года, и проанализировали необычные тренды в признании выручки.

Мы сравнили объемы проданной электроэнергии за год с отчетами, выпущенными АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями».

Мы получили подтверждения от клиентов Группы относительно остатков дебиторской задолженности по состоянию на 31 декабря 2025 года.

Мы оценили раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности, касающейся обязательств по договорам и выручки по договорам с покупателями.

Прочие сведения

Аудит консолидированной финансовой отчетности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, был проведен другим аудитором, который выразил немодифицированное мнение в отношении данной отчетности 5 марта 2025 года.

Прочая информация, включенная в годовой отчет Группы за 2025 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в годовом отчете Группы за 2025 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2025 год, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Комитета по аудиту за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или когда у руководства нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Группы.

Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибок, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность оценочных значений, рассчитанных руководством, и раскрытия соответствующей информации;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском отчете к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского отчета. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- планируем и осуществляем аудит Группы с целью получения достаточных надлежащих аудиторских доказательств в отношении финансовой информации организаций или хозяйственных единиц внутри Группы как основания для формирования мнения о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проверку аудиторских процедур, выполняемых для целей аудита Группы. Мы являемся единолично ответственными за наше аудиторское мнение.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Shape the future
with confidence

Мы также предоставляем Комитету по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях - о действиях, осуществленных для устранения угроз, или принятых мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора, - Адиль Сыздыков.

ТОО „Эрнст энд Янг"

Адиль Сыздыков
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора №МФ-0000172 от 23 декабря 2013 года

Рустамжан Саттаров
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан серии МФЮ-2, №0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15 июля 2005 года

A15E3H4, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

3 марта 2026 года

A member firm of Ernst & Young Global Limited

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2025 года

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**2025 г.**	2024 г.
Активы			
Внеоборотные активы			
Основные средства	7	**1.284.549.279**	942.767.009
Инвестиционная собственность		**105.605**	110.460
Нематериальные активы	8	**7.678.079**	5.545.328
Актив в форме права пользования		**2.426.792**	2.989.995
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	9	**12.023.280**	86.870.510
Займы выданные	10	**963.569**	–
Отложенные налоговые активы		**803.072**	–
Прочие внеоборотные активы	11	**118.761.257**	137.821.244
Итого внеоборотные активы		**1.427.310.933**	1.176.104.546
Оборотные активы			
Товарно-материальные запасы	12	**34.681.979**	29.035.568
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	13	**117.323.869**	74.709.533
Займы выданные	10	**4.343.109**	–
Прочие оборотные активы	14	**67.940.807**	29.493.131
Предоплата по подоходному налогу		**6.604.920**	9.991.326
Денежные средства и их эквиваленты	15	**88.593.054**	94.952.295
		319.487.738	238.181.853
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	9	**77.097.369**	–
Итого оборотные активы		**396.585.107**	238.181.853
Итого активы		**1.823.896.040**	1.414.286.399

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	2025 г.	2024 г.
Капитал			
Акционерный капитал	16	**538.908.267**	507.435.225
Прочий резервный капитал		**135.118.670**	135.136.936
Нераспределенная прибыль		**264.191.774**	127.401.285
Капитал, причитающийся акционерам Группы		**938.218.711**	769.973.446
Доля неконтролирующих акционеров	30	**542.147**	2.829.134
Итого капитал		**938.760.858**	772.802.580
Обязательства			
Долгосрочные обязательства			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	17	**35.783.926**	26.900.279
Прочие резервы	16	**1.651.153**	4.030.672
Обязательства по вознаграждениям работникам		**3.223.843**	2.689.601
Займы	18	**476.762.382**	289.404.650
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	19	**13.962.965**	2.364.069
Долгосрочные обязательства по аренде		**1.546.140**	1.347.020
Обязательства по отложенному подоходному налогу	28	**78.166.102**	75.713.682
Итого долгосрочные обязательства		**611.096.511**	402.449.973
Краткосрочные обязательства			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	17	**2.557.614**	908.290
Займы	18	**107.557.609**	83.693.750
Обязательства по вознаграждениям работникам		**470.808**	348.190
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	19	**146.670.024**	138.857.112
Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	20	**10.624.406**	8.684.278
Прочие резервы	16	**2.801.881**	4.843.000
Краткосрочные обязательства по аренде		**656.891**	859.584
Подоходный налог к уплате		**2.699.438**	839.642
Итого краткосрочные обязательства		**274.038.671**	239.033.846
Итого обязательства		**885.135.182**	641.483.819
Итого обязательства и капитал		**1.823.896.040**	1.414.286.399
Балансовая стоимость одной простой акции, в тенге *	**35**	**129.345**	110.361

* *Балансовая стоимость одной простой акции показатель, не относящийся к МСФО, и раскрывается по требованию KASE.*

Подписано от имени руководства 3 марта 2026 года.

Камалов Алмасби Низамаддинович — Управляющий директор по Экономике, Финансам и Цифровизации

Тулекова Сауле Бекзадаевна — Директор департамента «Бухгалтерский и налоговый учет» – Главный бухгалтер

Прилагаемые примечания на страницах с 7 по 79 составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛИ ИЛИ УБЫТКЕ И ПРОЧЕМ СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2025 года

	Прим.	2025 г.	2024 г.
Выручка	21	**752.843.285**	573.489.841
Себестоимость продаж	22	**(487.419.721)**	(371.644.629)
Валовая прибыль		**265.423.564**	201.845.212
Расходы по реализации	23	**(11.108.007)**	(8.845.348)
Общие и административные расходы	24	**(28.538.341)**	(20.013.339)
Доля в доходах/(убытках) совместных предприятий и ассоциированных компаний	9	**9.712.402**	(5.855.910)
Убыток от обесценения и условного выбытия инвестиции в совместное предприятие	9	**(15.733.564)**	–
Ожидаемые кредитные убытки, нетто	27	**(1.869.096)**	(140.721)
Финансовые доходы	25	**20.750.986**	9.589.058
Финансовые расходы	26	**(35.368.871)**	(31.322.325)
Прочие доходы		**4.706.851**	3.033.056
Прочие расходы		**(2.621.270)**	(765.775)
Прибыль до налогообложения		**205.354.654**	147.523.908
Расходы по подоходному налогу	28	**(47.709.464)**	(34.555.095)
Прибыль за год		**157.645.190**	112.968.813
Прочий совокупный доход/(убыток) (*Статьи, которые впоследствии не будут реклассифицированы в состав прибылей или убытков*)			
(Убыток/прибыль) от переоценки обязательств по вознаграждениям по окончании трудовой деятельности		**(18.266)**	(152.327)
Чистый прочий совокупный убыток, не подлежащий реклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом подоходного налога		**(18.266)**	(152.327)
Чистый прочий совокупный убыток за год, за вычетом подоходного налога		**(18.266)**	(152.327)
Итого совокупный доход за год		**157.626.924**	112.816.486
Прибыль причитающаяся:			
Акционерам Группы		**154.798.267**	112.507.839
Неконтролирующим акционерам		**2.846.923**	460.974
Прибыль за год		**157.645.190**	112.968.813
Итого совокупный доход причитающийся:			
Акционерам Группы		**154.780.001**	112.355.512
Неконтролирующим акционерам		**2.846.923**	460.974
Итого совокупный доход за год		**157.626.924**	112.816.486
Прибыль за год на акцию, причитающаяся Акционерам Группы (в казахстанских тенге)			
Базовая и разводненная	35	**21.905**	16.704

Подписано от имени руководства 3 марта 2026 года.



Камалов Алмасби Низамаддинович — Управляющий директор по Экономике, Финансам и Цифровизации

Тулекова Сауле Бекзадаевна — Директор департамента «Бухгалтерский и налоговый учет» – Главный бухгалтер

Прилагаемые примечания на страницах с 7 по 79 составляют неотъемлемую часть настоящей консолидированной финансовой отчетности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2025 года

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	Причитающиеся акционерам Группы: Акционерный капитал	Прочий резервный капитал	Нераспределенная прибыль	Итого	Доля неконтролирующих Акционеров	Итого капитал
Остаток на 1 января 2024 г.		443.567.998	167.372.454	78.607.607	689.548.059	2.368.160	691.916.219
Прибыль за год		–	–	112.507.839	112.507.839	460.974	112.968.813
Прочий совокупный убыток		–	(152.327)	–	(152.327)	–	(152.327)
Итого совокупный (убыток)/доход		–	(152.327)	112.507.839	112.355.512	460.974	112.816.486
Эмиссия акций		4.137.000	–	–	4.137.000	–	4.137.000
Эмиссия акций при приобретении предприятий под общим контролем	16	59.730.227	(33.428.805)	(26.301.422)	–	–	–
Дивиденды объявленные	16	–	–	(24.815.869)	(24.815.869)	–	(24.815.869)
Дисконт по займам полученным от Акционера		–	1.345.614	–	1.345.614	–	1.345.614
Прочие операции с Акционером	16	–	–	(12.596.870)	(12.596.870)	–	(12.596.870)
Остаток на 31 декабря 2024 г.		**507.435.225**	**135.136.936**	**127.401.285**	**769.973.446**	**2.829.134**	**772.802.580**
Прибыль за год		–	–	**154.798.267**	**154.798.267**	**2.846.923**	**157.645.190**
Прочий совокупный убыток		–	**(18.266)**	–	**(18.266)**	–	**(18.266)**
Итого совокупный (убыток)/доход		–	**(18.266)**	**154.798.267**	**154.780.001**	**2.846.923**	**157.626.924**
Выбытие дочерней организации	16	–	–	–	–	**(23.449)**	**(23.449)**
Эмиссия акций	16	**31.473.042**	–	–	**31.473.042**	–	**31.473.042**
Дивиденды объявленные	16	–	–	**(20.565.918)**	**(20.565.918)**	**(2.552.321)**	**(23.118.239)**
Перевод из доли неконтролирующих акционеров в нераспределённую прибыль		–	–	**2.558.140**	**2.558.140**	**(2.558.140)**	–
Остаток на 31 декабря 2025 г.		**538.908.267**	**135.118.670**	**264.191.774**	**938.218.711**	**542.147**	**938.760.858**

Подписано от имени руководства 3 марта 2026 года.

Камалов Алмасби Низамаддинович — Управляющий директор по Экономике, Финансам и Цифровизации

Тулекова Сауле Бекзадаевна — Директор департамента «Бухгалтерский и налоговый учет» – Главный бухгалтер

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2025 года

Корректировки на:			
Износ и амортизацию	22, 24	**79.451.874**	59.161.013
Убыток от обесценения и условного выбытия инвестиции в совместное предприятие	9	**15.733.564**	–
Ожидаемые кредитные убытки, нетто	27	**1.869.096**	140.721
Финансовые расходы	26	**35.368.871**	31.322.325
Финансовые доходы	25	**(20.750.986)**	(9.589.058)
Долю в (доходах)/убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний	9	**(9.712.402)**	5.855.910
Убыток от списания товарно-материальных запасов до чистой стоимости реализации	12	**696.554**	318.089
Убыток от выбытия основных средств и нематериальных активов		**826.699**	308.793
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов		**1.895.678**	(1.573.555)
Доход от безвозмездной передачи основных средств		**(2.056.103)**	(862.382)
Прочие корректировки		**(65.895)**	62.581
Движение денежных средств от операционной деятельности до изменений в операционных активах и обязательствах		**308.611.604**	232.668.345
Изменение дебиторской задолженности по основной деятельности и прочей дебиторской задолженности и прочих оборотных активов		**(38.536.288)**	295.310
Изменение товарно-материальных запасов		**(7.800.320)**	(5.037.144)
Изменение кредиторской задолженности по основной деятельности и прочей кредиторской задолженности и прочих долгосрочных обязательств		**1.252.408**	4.222.893
Изменение задолженности по вознаграждениям работникам		**656.860**	338.545
Изменение налогов к уплате		**(5.197.638)**	(11.522.280)
Денежные средства, полученные от операционной деятельности		**258.986.626**	220.965.669
Подоходный налог уплаченный		**(40.780.157)**	(35.824.586)
Проценты уплаченные		**(20.604.391)**	(15.525.932)
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности		**197.602.078**	169.615.151
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств*	7, 18	**(385.567.634)**	(176.436.546)
Приобретение нематериальных активов		**(2.390.111)**	(2.037.954)
Поступления от реализации долговых инструментов		**197.977.857**	126.472.886
Приобретение долговых инструментов		**(223.048.420)**	(139.632.837)
Проценты полученные		**21.361.314**	8.504.032
Взносы в уставный капитал совместных предприятий без увеличения доли участия**	9	**(8.056.796)**	(2.094.000)
Предоставление займов	10	**(4.328.221)**	–
Прочие поступления		**81.941**	131.791
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		**(403.970.070)**	(185.092.628)

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	2025 г.	2024 г.
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Поступления от эмиссии акций	16	**31.473.042**	4.137.000
Поступление займов	18	**288.021.166**	224.101.574
Погашение займов	18	**(89.914.554)**	(131.137.015)
Выплата основного долга по финансовой аренде		**(649.071)**	(1.002.369)
Дивиденды, выплаченные Акционеру	16	**(20.565.918)**	(24.815.869)
Дивиденды, выплаченные неконтролирующим акционерам	30	**(2.558.140)**	(646.242)
Выплаты по прочим резервам	16	**(5.288.603)**	(3.723.198)
Прочие выплаты		**(13.700)**	(210.399)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности		**200.504.222**	66.703.482
Чистая курсовая разница		**(491.065)**	61.670
Изменение в резерве на ожидаемые кредитные убытки		**(4.406)**	2.164
Чистое (уменьшение)/увеличение денежных средств и их эквивалентов		**(6.359.241)**	51.289.839
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января	15	**94.952.295**	43.662.456
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря	15	**88.593.054**	94.952.295

* *Движение денежных средств в результате приобретения основных средств включает выплаченное вознаграждение в сумме 24.266.568 тысяч тенге (2024 год: 11.781.462 тысячи тенге).*

Подписано от имени руководства 3 марта 2026 года.



Камалов Алмасби Низамаддинович — Управляющий директор по Экономике, Финансам и Цифровизации

Тулекова Сауле Бекзадаевна — Директор департамента «Бухгалтерский и налоговый учет» – Главный бухгалтер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2025 года

1. ГРУППА САМРУК-ЭНЕРГО И ЕЁ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО за год, закончившийся 31 декабря 2025 года, для АО «Самрук-Энерго» (далее «Компания») и его дочерних компаний (далее совместно именуемые «Группа»).

Компания была образована 18 апреля 2007 года и зарегистрирована 10 мая 2007 года. Компания создана в форме акционерного общества в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Группа была создана с целью консолидации предприятий энергетического комплекса Республики Казахстан (далее – РК).

По состоянию на 31 декабря 2025 года единственным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (далее «Самрук-Қазына»). Правительство Республики Казахстан является конечной контролирующей стороной Компании.

Основная деятельность

Основными видами деятельности Группы являются производство электро- и теплоэнергии и горячей воды на основе угля, углеводородов, водных ресурсов и возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ»), реализация населению и промышленным предприятиям, транспортировка электроэнергии и техническое распределение электричества в сети, а также аренда имущественных комплексов гидроэлектростанций.

Операционная деятельность дочерних компаний Группы и ее совместных предприятий, регулируются законами РК «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях» и предпринимательским кодексом Республики Казахстан. Тарифное регулирование, в зависимости от вида деятельности энергокомпаний, относится к компетенции Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики РК (далее – «Комитет») или отраслевого министерства – Министерства энергетики РК (далее – «МЭ»).

Тарифы на электроэнергию для энергопроизводящих организаций утверждены приказом Министра энергетики РК от 27 февраля 2015 года № 160 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций» и последующими изменениями и дополнениями к нему. Тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, являются фиксированными и утверждены постановлением Правительства РК от 12 июня 2014 года № 645 «Об утверждении фиксированных тарифов» в зависимости от технологии ВИЭ (отдельно для ветровых, солнечных и других источников) и подлежат ежегодной индексации. При этом расчетно-финансовый центр выступает в качестве покупателя, и энергопроизводящая организация, выступает в качестве продавца. Тарифы на передачу и распределение электроэнергии для энергопередающих компаний, на производство тепловой энергии и тарифы на энергоснабжение (далее – ЭСО) регулируются Комитетом. Регулирование и контроль Комитетом осуществляется в строгом соответствии с законодательными и нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

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

Адрес и место осуществления деятельности

Юридический адрес и место осуществления деятельности головного офиса Компании: Республика Казахстан, г. Астана, проспект Кабанбай батыра 15А, Блок Б.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ

Основа подготовки консолидированной финансовой отчетности

Данная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, если иное не указано в учётной политике и примечаниях к настоящей финансовой отчётности. Данные принципы применялись последовательно в отношении всех периодов, представленных в отчетности, если не указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО требует использования некоторых важнейших бухгалтерских оценок. Кроме того, руководству необходимо полагаться на свои суждения при применении учетной политики Группы. Области бухгалтерского учета, предполагающие более высокую степень оценки или сложности, а также области, в которых допущения и оценки являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, указаны в *Примечании 4*.

Принцип непрерывной деятельности

Руководство подготовило данную консолидированную финансовую отчетность на основе принципа о непрерывности деятельности. Это предполагает реализацию активов и погашение обязательств в ходе ее обычной хозяйственной деятельности в обозримом будущем.

Консолидированная финансовая отчетность

(i) Дочерние компании

Дочерние организации включаются в консолидированную финансовую отчетность, начиная с даты передачи Группе контроля над их операциями (даты приобретения) и исключаются из консолидированной отчетности, начиная с даты утери контроля.

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.

Группа оценивает неконтролирующую долю участия, представляющую собой непосредственную долю участия и дающую держателю право на пропорциональную долю чистых активов в случае ликвидации, индивидуально по каждой операции либо а) по справедливой стоимости, либо б) пропорционально неконтролирующей доле участия в чистых активах приобретенной организации.

Неконтролирующая доля участия, которая не является непосредственной долей участия, оценивается по справедливой стоимости.

Компания и все ее дочерние компании применяют единую учетную политику, соответствующую учетной политике Группы.

(ii) Совместная деятельность

Согласно МСФО (IFRS) 11 инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные операции или совместные предприятия в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора. Группа оценила характер своей совместной деятельности и отнесло ее к категории совместных предприятий. Деятельность совместных предприятий учитывается по долевому методу.

Учетная политика совместных предприятий была скорректирована для обеспечения соответствия учетной политике Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Консолидированная финансовая отчетность (продолжение)

(iii) Инвестиции в ассоциированные компании (продолжение)

Ассоциированными являются компании, на которые Компания оказывает значительное влияние (прямо или косвенно), но не имеет контроля над ними; как правило, доля голосующих акций в этих компаниях составляет от 20% до 50%. Инвестиции в ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия и первоначально признаются по стоимости приобретения.

(iv) Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних компаний у сторон, находящихся под общим контролем (предприятия, контролируемые Государством), учитываются по методу объединения бизнесов под общим контролем.

Активы и обязательства дочерней компании, передаваемой под общий контроль, учитываются в консолидированной финансовой отчетности Общества по балансовой стоимости передающей компании (далее – Предшественник) на дату передачи. Дочерние организации, приобретенные у сторон, находящихся под общим контролем, включаются в консолидированную финансовую отчетность так, как будто бы приобретаемая компания всегда являлась дочерней компанией приобретающей стороны. Соответственно, консолидированная финансовая отчетность объединяет обе компании с начала наиболее раннего представленного периода, или, если позднее, на ту дату, когда объединяющиеся компании впервые оказались под общим контролем. Активы и обязательства дочерней компании, переданной между предприятиями, находящимися под общим контролем, учитываются по балансовой стоимости, отраженной в финансовой отчетности передающей стороны. Компания-предшественник считается отчитывающейся компанией наиболее высокого уровня, на котором была консолидирована финансовая информация дочерней компании, подготовленная в соответствии с МСФО. Гудвил, возникший при первоначальном приобретении компании передающей стороной, учитывается в консолидированной финансовой отчетности принимающей стороны. Разница между балансовой стоимостью чистых активов, включая образовавшуюся у передающей стороны сумму гудвила, и суммой выплаченного вознаграждения отражается в консолидированной финансовой отчетности Общества как корректировка нераспределенной прибыли в составе капитала.

Активы, классифицированные как предназначенные для продажи

Активы и группы выбытия (которые могут включать внеоборотные и оборотные активы) отражаются в отчете о финансовом положении как «предназначенные для продажи», в случае если их балансовая стоимость будет возмещена, главным образом, посредством их продажи, а не в результате продолжающегося использования. Внеоборотные активы, предназначенные для продажи, или группы выбытия, учитываются по наименьшей величине из их балансовой стоимости или справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу.

Критерий классификации объекта в качестве предназначенного для продажи считается соблюдённым лишь в том случае, если продажа является высоковероятной, а актив или выбывающая группа могут быть незамедлительно проданы в своём текущем состоянии. Действия, необходимые для осуществления продажи, должны указывать на малую вероятность значительных изменений в действиях по продаже, а также отмены продажи. Руководство должно принять на себя обязанность по реализации плана по продаже актива, и должно быть ожидание, что продажа будет завершена в течение одного года с даты классификации.

Внеоборотные активы и группы выбытия, классифицированные как предназначенные для продажи, не амортизируются. Проценты и другие расходы, связанные с обязательствами группы выбытия, продолжают признаваться.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Пересчет иностранной валюты

(i) Функциональная валюта и валюта представления консолидированной финансовой отчетности

Если не указано иначе, все числовые данные, представленные в данной консолидированной финансовой отчетности, выражены в тысячах тенге.

Функциональной валютой является валюта основной экономической среды, в которой организация осуществляет свою деятельность. Функциональной валютой дочерних компаний, совместных предприятий, ассоциированных компаний и материнской компании является тенге.

(ii) Операции и остатки в иностранной валюте

Операции в иностранной валюте пересчитаны в функциональную валюту по официальным курсам на даты совершения операций.

Прибыли или убытки от курсовой разницы, возникшие в результате расчетов по этим операциям, а также в результате пересчета выраженных в иностранной валюте денежных активов и обязательств по обменным курсам на конец года, отражаются в прибылях или убытках.

На 31 декабря 2025 года официальный обменный курс, используемый для пересчета остатков в иностранной валюте, составлял 505,53 тенге за 1 доллар США (31 декабря 2024 года: 523,54 тенге за 1 доллар США). В отношении конвертации тенге в другие валюты действуют правила валютного ограничения и контроля. В настоящее время тенге не является свободно конвертируемой валютой за пределами РК.

Финансовые инструменты

Финансовым инструментом является любой договор, приводящий к возникновению финансового актива у одной организации и финансового обязательства или долевого инструмента у другой организации.

Финансовые активы

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обусловливали получение денежных потоков, которые являются исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется тестом «денежных потоков» (SPPI-тестом) и осуществляется на уровне каждого инструмента. Финансовые активы, денежные потоки по которым не отвечают критерию «денежных потоков», классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток вне зависимости от бизнес-модели.

Долговые инструменты, оцениваемые по амортизированной стоимости, представляются в консолидированном отчете о финансовом положении за вычетом оценочного резерва под ожидаемые кредитные убытки.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Группа применяет «трехэтапную» модель учета обесценения на основании изменений кредитного качества с момента первоначального признания. Финансовый инструмент, который не является обесцененным при первоначальном признании, классифицируется как относящийся к Этапу 1. Для финансовых активов Этапа 1 ожидаемые кредитные убытки оцениваются в сумме, равной части ожидаемых кредитных убытков за весь срок, которые возникают в результате дефолтов, которые могут произойти в течение следующих 12 месяцев или до даты погашения согласно договору, если она наступает до истечения 12 месяцев («12-месячные ожидаемые кредитные убытки»). Если Группа идентифицирует значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, то актив переводится в Этап 2, а ожидаемые кредитные убытки по этому активу оцениваются на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок, то есть до даты погашения согласно договору, но с учетом ожидаемой предоплаты, если она предусмотрена («ожидаемые кредитные убытки за весь срок»). Если Группа определяет, что финансовый актив является обесцененным, актив переводится в Этап 3 и ожидаемые по нему кредитные убытки оцениваются как ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Для приобретенных или созданных кредитно-обесцененных финансовых активов ожидаемые кредитные убытки всегда оцениваются как ожидаемые кредитные убытки за весь срок.

Группа прекращает признание финансовых активов, (а) когда эти активы погашены или срок действия прав на денежные потоки, связанных с этими активами, истек, или (б) Группа передала права на денежные потоки от финансовых активов или заключила соглашение о передаче, и при этом (i) также передала практически все риски и вознаграждения, связанные с владением этими активами, или (ii) ни передала, ни сохранила практически все риски и вознаграждения, связанные с владением этими активами, но утратила право контроля в отношении данных активов. Контроль сохраняется, если контрагент не имеет практической возможности полностью продать актив несвязанной третьей стороне без введения ограничений на продажу.

Финансовые обязательства

Признание финансовых обязательств прекращается в случае их погашения (т. е. когда выполняется или прекращается обязательство, указанное в договоре, или истекает срок его исполнения).

Обмен долговыми инструментами с существенно различающимися условиями между Группой и ее первоначальными кредиторами, а также существенные модификации условий существующих финансовых обязательств учитываются как погашение первоначального финансового обязательства и признание нового финансового обязательства. Условия считаются существенно различающимися, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков согласно новым условиям, включая все уплаченные вознаграждения за вычетом полученных вознаграждений, дисконтированные с использованием первоначальной эффективной процентной ставки, как минимум на 10% отличается от дисконтированной приведенной стоимости остальных денежных потоков по первоначальному финансовому обязательству. Кроме того, учитываются другие качественные факторы. Если обмен долговыми инструментами или модификация условий учитывается как погашение, все затраты или выплаченные вознаграждения признаются в составе прибыли или убытка от погашения. Если обмен или модификация не учитываются как погашение, все затраты или выплаченные вознаграждения отражаются как корректировка балансовой стоимости обязательства и амортизируются в течение оставшегося срока действия модифицированного обязательства.

Модификации обязательств, не приводящие к их погашению, учитываются как изменение оценочного значения по методу начисления кумулятивной амортизации задним числом, при этом прибыль или убыток отражается в составе прибыли или убытка, если экономическое содержание различия в балансовой стоимости не относится к операции с капиталом с собственниками.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Основные средства

Основные средства отражаются в учете по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа и резерва на обесценение, если необходимо.

Резервы под обязательства по ликвидации активов капитализируются в состав основных средств.

На землю износ не начисляется. Износ прочих объектов основных средств рассчитывается по методу равномерного списания их первоначальной стоимости до их ликвидационной стоимости в течение срока их полезного использования, а именно:

	Срок полезного использования (кол-во лет)
Здания и сооружения	8 - 100
Машины и оборудование и транспортные средства	2 - 50
Прочие	3 - 20

Активы в форме права пользования

Группа арендует различные офисные помещения, оборудование и транспортные средства. Договоры могут включать как компоненты, которые являются договорами аренды, так и компоненты, которые не являются договорами аренды. Группа распределяет вознаграждение по договору между компонентами аренды и компонентами, не являющимися арендой, на основе их относительной цены обособленной сделки. Однако по договорам аренды недвижимости, в которых Группа выступает в качестве арендатора, она приняла решение не выделять компоненты аренды и компоненты, не являющиеся арендой, а отразить их в качестве одного компонента аренды.

Активы в форме права пользования, как правило, амортизируются линейным методом в течение срока полезного использования актива или срока аренды в зависимости от того, какой из них закончится раньше.

Группа рассчитывает амортизацию активов в форме права пользования линейным методом в течение оценочного срока их полезного использования, а именно:

	Срок полезного использования (кол-во лет)
Земля	34 – 63
Здания и сооружения	5 – 50

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой цены продажи. Себестоимость запасов определяется по методу ФИФО.

Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность, за исключением предоплат по налогам и авансов поставщикам, первоначально признается по справедливой стоимости и впоследствии учитывается по амортизированной стоимости, рассчитанной с использованием метода эффективной процентной ставки.

Авансы поставщикам отражаются в консолидированной финансовой отчетности по первоначальной стоимости за вычетом резерва под обесценение. Авансы классифицируются как долгосрочные, если ожидаемый срок получения товаров или услуг, относящихся к ним, превышает один год, или если авансы относятся к активам, которые будут отражены в учете как долгосрочные при первоначальном признании. Сумма авансов за приобретение активов включается в их балансовую стоимость при получении Группой контроля над этими активами и наличии вероятности того, что будущие экономические выгоды, связанные с ними, будут получены Группой. Прочие авансы списываются при получении товаров или услуг, относящихся к ним. Если имеется признак того, что активы, товары или услуги, относящиеся к авансам, не будут получены, балансовая стоимость авансов подлежит уменьшению, и соответствующий убыток от обесценения отражается через прибыль и убыток за год. Предоплаты по налогам отражаются по фактически оплаченным суммам за вычетом резерва под обесценение.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, средства на текущих банковских счетах, а также договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с другими банками с первоначальным сроком погашения менее 3 месяцев. Денежные средства и эквиваленты денежных средств отражаются по амортизированной стоимости, так как (i) они удерживаются для получения предусмотренных договором денежных потоков до срока погашения и эти денежные потоки представляют собой исключительно платежи в счет основной суммы долга и процентов и (ii) они не отнесены к категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Остатки денежных средств с ограничением использования исключаются из состава денежных средств и их эквивалентов для целей составления консолидированного отчета о движении денежных средств.

Остатки денежных средств, по которым установлены ограничения на обменные операции или использование для погашения обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после отчетного периода, включаются в состав прочих долгосрочных активов; денежные средства с ограничением использования в течение более чем трех месяцев, но менее чем двенадцати месяцев после отчетного периода включаются в состав прочих краткосрочных активов.

Акционерный капитал

Простые акции классифицируются как капитал. Дополнительные издержки, непосредственно связанные с выпуском новых акций, отражаются в составе капитала как вычеты из суммы поступлений за вычетом налогов. Решением Совета Директоров Компании при каждом индивидуальном выпуске акций определяется стоимость каждой акции, а также количество акций в соответствии с законодательством. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается в капитале как эмиссионный доход.

Прочий резервный капитал

Прочие резервный капитал включает резерв объединения предприятий, результат операций с акционером и прочий совокупный доход/убыток.

Начисление затрат или распределение активов по распоряжению акционера, включая объекты основных средств, объединение бизнеса, доли участия в другом предприятии и группы выбытия, денежные средства и прочие, признаются в капитале в качестве «Прочего резервного капитала». Прочий резервный капитал также включает доход от первоначального признания займов, полученных от акционера, с нерыночными условиями.

Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции

Базовая прибыль на акцию рассчитывается как отношение прибыли, приходящегося на долю акционеров Группы, к средневзвешенному числу обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение года. У Группы отсутствуют разводняющие потенциальные обыкновенные акции, следовательно, разводненная прибыль на акцию совпадает с базовой прибылью на акцию *(Примечание 35)*.

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее − «КФБ») от 4 октября 2010 года, консолидированная финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

Налог на добавленную стоимость

Налог на добавленную стоимость (далее «НДС»), возникающий при реализации, подлежит уплате в налоговые органы при отгрузке товаров и оказании услуг. НДС, уплаченный при приобретении товаров и услуг, может быть зачтен в счет НДС, подлежащим к уплате, при получении налогового счета-фактуры от поставщика.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Налог на добавленную стоимость (продолжение)

Налоговое законодательство позволяет проведение оплаты НДС на чистой основе. Активы и обязательства по НДС представляются на гросс-основе, если у Группы нет юридически закреплённого права произвести взаимозачёт. НДС к возмещению классифицируется как долгосрочный актив, если его погашение не ожидается в течение года после отчетного периода.

Резервы

Резервы признаются, если Группа вследствие определенного события в прошлом имеет юридические или обусловленные сложившейся практикой обязательства, для урегулирования которых с большой степенью вероятности потребуется отток ресурсов и которые можно оценить в денежном выражении с достаточной степенью надежности. Резервы не признаются по будущим операционным убыткам.

Резерв на ликвидацию золоотвалов и последствий эксплуатации объектов

Резерв на ликвидацию золоотвалов и последствий эксплуатации объектов признается при высокой вероятности возникновения соответствующих обязательств и возможности обоснованной оценки их сумм. Резерв на ликвидацию формируется и относится на стоимость основных средств в том отчетном периоде, в котором возникает обязательство, вытекающее из соответствующего факта выработки отходов и эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, на основании чистой приведенной стоимости оцененных будущих затрат. Резерв на ликвидацию золоотвалов не включает какие-либо дополнительные обязательства, возникновение которых ожидается в связи с фактами нарушений или причинением ущерба в будущем.

В состав затрат по ликвидации золоотвалов входят затраты на демонтаж или снос объектов инфраструктуры золоотвала, очистка окружающей среды, проведение мониторинга выбросов.

Оценка затрат производится на основании плана ликвидации золоотвалов и последствий эксплуатации объектов. Оценочные значения сумм затрат исчисляются ежегодно по мере эксплуатации с учетом известных изменений, например, обновленных оценочных сумм и пересмотренных сроков эксплуатации активов или операционной деятельности, с проведением официальных проверок на регулярной основе.

Точная итоговая сумма необходимых затрат неизвестна. Группа оценивает свои затраты исходя из технико-экономического обоснования и инженерных исследований в соответствии с действующими техническими правилами и нормами проведения работ по ликвидации последствий в окружающую среду. Сумма амортизации или «отмены» дисконта, используемого при определении чистой приведенной стоимости резервов, относится на результаты деятельности за каждый отчетный период. Амортизация дисконта отражается в составе финансовых затрат.

Вознаграждения работникам

Долгосрочные вознаграждения работникам

Компании Группы обеспечивают своим работникам долгосрочные вознаграждения до, в момент и после выхода на пенсию в соответствии с положениями коллективного трудового договора. Договоры предусматривают выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание финансовой помощи работникам Группы на случай нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение отдельных пособий обычно предоставляется в зависимости от оставшегося срока работы до пенсии и наличия у работника минимального стажа работы.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Вознаграждения работникам (продолжение)

Долгосрочные вознаграждения работникам (продолжение)

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленным вознаграждением по окончании трудовой деятельности. Группа не имеет финансируемых пенсионных схем. Обязательство, признаваемое на конец каждого отчетного периода, представляет собой текущую стоимость пенсионных обязательств. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в прочем совокупном доходе за год. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в отношении отличия актуарных предположений от фактических данных.

Основные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, – это ставка дисконта и предположение о текучести кадров. Признания всех изменений в обязательствах по окончанию трудовой деятельности в момент их возникновения учитываются следующим образом: (i) стоимость услуг и чистый процентный расход отражаются в прибыли или убытке; а (ii) переоценка – в прочем совокупном доходе.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

Расходы на оплату труда и связанные отчисления

Расходы на заработную плату, пенсионные отчисления, взносы в фонд социального страхования, оплаченные ежегодные отпуска и больничные, премии и неденежные льготы начисляются по мере осуществления соответствующих работ сотрудниками Группы.

В соответствии с требованиями законодательства РК Группа от имени своих работников удерживает пенсионные отчисления и перечисляет в АО «Единый накопительный пенсионный фонд» (далее «ЕНПФ»). В отношении сотрудников, не включенных в Коллективный трудовой договор, при выходе работников на пенсию финансовые обязательства Группы прекращаются, и все выплаты осуществляются ЕНПФ.

Обязательства по аренде

Обязательства, возникающие по договорам аренды, первоначально оцениваются по приведенной стоимости.

Опционы на продление и прекращение аренды предусмотрены в ряде договоров аренды Группы. Опционы на продление (или период времени после срока, определенного в условиях опционов на прекращение аренды) включаются в срок аренды только в том случае, если существует достаточная уверенность в том, что договор будет продлен (или не будет прекращен). В оценку обязательства также включаются арендные платежи, которые будут произведены в рамках исполнения опционов на продление, если имеется достаточная уверенность в том, что аренда будет продлена.

Арендные платежи дисконтируются с использованием процентной ставки, заложенной в договоре аренды. Если эту ставку нельзя легко определить, что, как правило, имеет место в случае договоров аренды, имеющихся у Группы, Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств – это ставка, по которой Группа могла бы привлечь на аналогичный срок и при аналогичном обеспечении заемные средства, необходимые для получения актива со стоимостью, аналогичной стоимости актива в форме права пользования в аналогичных экономических условиях.

Арендные платежи разделяются на основную сумму обязательств и финансовые расходы.

Платежи по краткосрочной аренде оборудования и транспортных средств и аренде любых активов с низкой стоимостью признаются линейным методом как расходы в составе прибыли или убытка. Краткосрочная аренда представляет собой договор аренды сроком не более 12 месяцев.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Займы

Кредиты и займы первоначально учитываются по справедливой стоимости за вычетом произведенных затрат по сделке, а затем по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

При учете займов от акционеров на нерыночных условиях Группа отражает доход/(убыток) от первоначального признания в капитале как вклад в капитал/(распределение капитала). Порядок учета, который отражает экономическую сущность операции, применяется последовательно ко всем аналогичным операциям и раскрывается в консолидированной финансовой отчетности.

Затраты по займам, привлеченным на общие и конкретные цели, непосредственно относимые к приобретению, строительству или производству актива, подготовка которого к использованию по назначению или для продажи обязательно требует значительного времени (актив, отвечающий определенным требованиям), входят в состав стоимости такого актива.

Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность

Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность начисляется по факту получения товаров или услуг. Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность, за исключением полученных авансов, первоначально отражается по справедливой стоимости и впоследствии учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Полученные авансы отражаются по фактическим суммам, полученным от третьих сторон.

Признание выручки

Выручка – это доход, возникающий в ходе обычной деятельности Группы.

Выручка признается в размере цены сделки. Цена сделки представляет собой возмещение, право на которое Группа ожидает получить в обмен на передачу контроля над обещанными товарами или услугами покупателю, без учета сумм, получаемых от имени третьих сторон. Выручка отражается за вычетом налога на добавленную стоимость и скидок. Выручка от продажи электроэнергии признается в течение периода.

Основная доля консолидированной выручки Группы приходится на выручку от реализации и передачи электро- и теплоэнергии, а также производство горячей воды. Группа признает выручку по договорам с покупателями в течение времени.

Согласно условиям договоров, на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии обязательства к исполнению выявляются на момент заключения договора. Договора на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии не включают в себя сопутствующие и/или дополнительные услуги.

Группа не предполагает заключение договоров, в которых период между передачей обещанных товаров или услуг покупателю и оплатой их покупателем превышает один год. Следовательно, Группа не корректирует цены сделки на влияние временной стоимости денег.

Согласно условиям договора, на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии сумма договора является ценой за реализованный или переданный объем электро- или теплоэнергии, что является самостоятельным объектом услуги/товара.

Производство и реализация электро- и теплоэнергии

Выручка определяется на основании фактических объемов реализованной электро- и теплоэнергии электростанциями Группы.

Сумма выручки определяется исходя из тарифов, утвержденных уполномоченным органом.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Производство и реализация электро- и теплоэнергии (продолжение)

Выручка от реализации электроэнергии и теплоэнергии признается на основании показаний приборов коммерческого учета ежемесячно. Приборы учета установлены в пункте присоединения станции Группы к сетям передачи электро- и теплоэнергии.

Дебиторская задолженность признается, когда электро- тепло энергия реализована в пункте присоединения станции Группы к сетям передачи электро- и теплоэнергии, так как на этот момент возмещение является безусловным ввиду того, что наступление срока платежа обусловлено лишь течением времени. Фактический объем переданной электро- и теплоэнергии за расчетный период подтверждается актом об объемах отпуска электроэнергии/актом сверки объемов теплоэнергии. Счета-фактуры выставляются покупателям ежемесячно.

Передача и распределение электрической энергии

Группа предоставляет услуги по договорам с фиксированным вознаграждением за 1 кВт./ч. переданной и распределенной электрической энергии исходя из тарифов, утвержденных уполномоченным органом.

Выручка от предоставления услуг признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда были оказаны услуги. Выручка признается исходя из фактического объема электрической энергии, переданной в течение отчетного периода, так как покупатель одновременно получает и потребляет выгоды.

Фактический объем переданной и распределенной электрической энергии за отчетный период подтверждается актами сверки объемов переданной и распределённой электрической энергии, которые составляются и подписываются с покупателями на основании показаний приборов коммерческого учета ежемесячно. Счета выставляются покупателям ежемесячно на последнюю дату каждого месяца, и возмещение подлежит уплате после выставления счета, в течение 5 рабочих дней.

Дебиторская задолженность признается на момент выставления счета, так как на этот момент возмещение является безусловным ввиду того, что наступление срока платежа обусловлено лишь течением времени.

Выручка от услуг по поддержанию готовности электрической мощности.

Также, Группа предоставляет услугу по поддержанию готовности электрической мощности. Выручка от предоставления услуг по поддержанию готовности электрической мощности признается в том отчетном периоде, когда были оказаны эти услуги. Выручка определяется на основании фактически располагаемой электрической мощности, на основании ежемесячных отчетов о готовности электрической мощности от единого закупщика согласно Правилам рынка мощности.

Договор предусматривает оплату за один кВт поддерживаемой мощности за месяц, и выручка признается в сумме, на которую Группа имеет право выставить счет.

На основании акта, подписанного за отчетный месяц, Группа выставляет Единому закупщику счета-фактуры ежемесячно.

Группа применяет практическое упрощение МСФО (IFRS) 15 B16.

Сбыт электроэнергии

Группа реализует электрическую энергию по договорам с физическими и юридическими лицами исходя из тарифов, согласованным уполномоченным органом.

Выручка от реализации юридическим лицам признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда электроэнергия была потреблена, согласно показаниям счетчиков. Договор для юридических лиц предусматривает оплату в течение 5 рабочих дней с даты выставления платежного документа. Договор для юридических лиц, финансируемых из государственного бюджета, предусматривает оплату до 15 числа, следующего за расчетным.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И СУЩЕСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Сбыт электроэнергии (продолжение)

Выручка от реализации физическим лицам признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда электроэнергия была потреблена. Выручка по договорам с физическими лицами включает выручку за последние несколько дней месяца после снятия показания счетчиков, которая признается пропорционально общему объему проданной электроэнергии за расчетный месяц. Договор для физических лиц предусматривает оплату не позднее 25 числа месяца, следующего за расчетным, на основании платежного документа, выписанного Компанией. Расчетный период составляет один календарный месяц.

Подоходный налог

В настоящей консолидированной финансовой отчетности подоходный налог отражен в соответствии с законодательством РК, действующим либо практически вступившим в силу на конец отчетного периода.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить в или возместить из государственного бюджета в отношении облагаемой прибыли или убытка за текущий и прошлые периоды.

Отложенные налоговые активы могут быть зачтены против отложенных налоговых обязательств только в рамках каждой отдельной компании Группы.

Группа контролирует сторнирование временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды дочерних компаний или к доходам от их продажи. Группа не отражает отложенные налоговые обязательства по таким временным разницам, кроме случаев, когда руководство ожидает сторнирование временных разниц в обозримом будущем.

Обязательство по отложенному подоходному налогу признается в отношении облагаемых временных разниц по затратам на ликвидацию активов, отнесенных на стоимость основных средств, а актив по отложенному подоходному налогу признается, с учетом вышеуказанных условий признания, в отношении вычитаемых временных разниц по резерву на ликвидацию активов.

Неопределенные налоговые позиции

Неопределенные налоговые позиции Группы оцениваются руководством в конце каждого отчетного периода. Обязательства, отражающиеся в отношении позиций по подоходному налогу, учитываются в тех случаях, когда руководство считает, что вероятность возникновения дополнительных налоговых обязательств, если налоговая позиция Группы будет оспорена налоговыми органами, выше, чем вероятность их отсутствия.

Такая оценка производится на основании толкования налогового законодательства, действующего или по существу действующего на конец отчетного периода, а также любых известных постановлений суда или иных решений по подобным вопросам. Обязательства по штрафам, пеням и налогам, за исключением налога на прибыль, отражаются на основе наилучшей оценки руководством расходов, необходимых для урегулирования обязательств на конец отчетного периода. Корректировки по неопределенным позициям по подоходному налогу отражаются в составе расходов по подоходному налогу.

3. НОВЫЕ СТАНДАРТЫ И РАЗЪЯСНЕНИЯ

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Группа впервые применила некоторые стандарты и поправки, которые вступают в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2025 года или после этой даты (если не указано иное). Группа не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу.

3. НОВЫЕ СТАНДАРТЫ И РАЗЪЯСНЕНИЯ (продолжение)

Поправки к МСФО (IAS) 21 – «Ограничение конвертируемости валют»

Для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2025 года или после этой даты, поправки «*Ограничение конвертируемости валют*» к МСФО (IAS) 21 *«Влияние изменений валютных курсов»* уточняют, каким образом организация должна оценивать, является ли валюта обмениваемой, а также как определять спот-курс в случаях отсутствия возможности обмена.

Поправки также требуют раскрытия информации, позволяющей пользователям финансовой отчетности понять, каким образом отсутствие возможности обмена одной валюты на другую влияет или, как ожидается, повлияет на финансовые результаты, финансовое положение и денежные потоки организации.

Группа проанализировала требования указанных поправок и пришла к выводу, что они не оказывают влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку на отчетную дату операции Группы осуществляются в валютах, для которых существует возможность свободного обмена, и отсутствуют валюты с ограниченной конвертируемостью. В связи с этим применение поправок не привело к изменению учетной политики и не оказало влияния на финансовое положение, финансовые результаты и денежные потоки Группы.

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся новые стандарты, поправки и разъяснения, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты, поправки и разъяснения, если применимо, с даты их вступления в силу.

МСФО (IFRS) 18 «Представление и раскрытие информации в финансовой отчетности»

МСФО (IFRS) 18 заменит МСФО (IAS) 1 *«Представление финансовой отчетности»* и будет применяться к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2027 года или после этой даты. Новый стандарт вводит следующие основные новые требования.

- Организации должны классифицировать все доходы и расходы по пяти категориям в отчете о прибылях и убытках, а именно: операционная деятельность, инвестиционная деятельность, финансовая деятельность, прекращенная деятельность и подоходный налог. Организации также должны представлять новый определяемый стандартом промежуточный итог «операционная прибыль». Чистая прибыль организаций не изменится;
- Показатели эффективности, определяемые руководством (MPM), раскрываются в одном общем примечании в финансовой отчетности;
- Предоставлены расширенные рекомендации по группированию информации в финансовой отчетности.

Кроме того, все организации должны использовать промежуточный итог операционной прибыли в качестве отправной точки в отчете о движении денежных средств при представлении денежных потоков от операционной деятельности косвенным методом.

В настоящее время Группа работает над определением того, какое влияние новый стандарт и поправки окажут на основные финансовые отчёты и примечания к финансовой отчётности. По предварительной оценке предполагается, что в результате принятия стандарта в финансовую отчётность Группы необходимо будет внести следующие существенные изменения:

- уплаченные проценты будут относиться в отчете о движении денежных средств к инвестиционной и финансовой деятельности соответственно;
- курсовые разницы будут относиться к той же категории, в которой будут отражены соответствующие статьи доходов и расходов, приводящие к возникновению курсовой разницы;
- добавится раскрытие новой информации: (а) показателей результатов деятельности, определяемых руководством; (б) отдельных видов расходов с классификацией по их характеру, если в отчёте о совокупном доходе расходы представлены в операционной категории по их назначению, и (в) сверки по каждой строке отчёта о совокупном доходе между пересчитанными суммами, представленными в соответствии с МСФО (IFRS) 18, и суммами, ранее представленными в соответствии с МСФО (IAS) 1;

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. НОВЫЕ СТАНДАРТЫ И РАЗЪЯСНЕНИЯ (продолжение)

МСФО (IFRS) 19 «Дочерние организации без публичной подотчетности: раскрытие информации» и последующие поправки

В мае 2024 года Совет по МСФО выпустил МСФО (IFRS) 19, который разрешает организациям, отвечающим определенным критериям, применять упрощенные требования к раскрытию информации, вместе с тем применяя требования к признанию, оценке и представлению информации других стандартов бухгалтерского учета МСФО в полном объеме. Организация может применять данный стандарт, если на конец отчетного периода она является дочерней организацией согласно определению в МСФО (IFRS) 10, не является публично подотчетной и у нее есть материнская организация (конечная или промежуточная), которая подготавливает консолидированную финансовую отчетность в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО, доступную для общего пользования.
МСФО (IFRS) 19 вступит в силу в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2027 г. или после этой даты. Допускается досрочное применение.
Поскольку Группа имеет долговые инструменты, которые обращаются на рынке, она не отвечает критериям для применения МСФО (IFRS) 19.

Прочие стандарты учета

Следующие поправки к стандартам и разъяснения, как ожидается, не окажут значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы:

- Поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7 - «Поправки к классификации и оценке финансовых инструментов»;
- Договоры на поставку электроэнергии, получаемой из природных источников (поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7);
- Поправки к МСФО 19 «Дочерние организации без публичной подотчётности: раскрытие информации» (выпущен 21 августа 2025 года)
- Поправки к МСФО (IAS) 21 «Влияние изменений обменных курсов валют», касающиеся пересчета в валюту представления, являющуюся гиперинфляционной»;
- Ежегодные усовершенствования стандартов бухгалтерского учета МСФО, выпуск 11.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Группа производит бухгалтерские оценки и допущения, которые воздействуют на отражаемые в консолидированной финансовой отчетности суммы и на балансовую стоимость активов и обязательств в следующем финансовом году. Бухгалтерские оценки и суждения подвергаются постоянному анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. В процессе применения учетной политики руководство также использует профессиональные суждения, помимо связанных с бухгалтерскими оценками. Профессиональные суждения, которые оказывают наиболее значительное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности, и бухгалтерские оценки, которые могут привести к необходимости существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, включают следующие:

Обесценение нефинансовых активов

На конец каждого отчетного периода руководство оценивает наличие признаков обесценения отдельных активов или групп активов, и признаков того, что убыток от обесценения, признанный в предыдущие периоды для активов или групп активов, отличных от гудвила, больше не существует или уменьшился.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

При наличии любых таких признаков руководство оценивает возмещаемую стоимость актива, которая определяется как наибольшая из величин его справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и его ценности использования. Расчет ценности использования требует применения оценочных данных и профессиональных суждений со стороны руководства, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

Определение наличия признаков обесценения нефинансовых активов также требует использования суждений и оценок в определении возможного технологического устаревания объектов основных средств, прекращения деятельности, остаточных сроков их полезной службы, и другие изменения условий эксплуатации.

Согласно МСФО (IAS) 36 одним из признаков обесценения является наличие существенных изменений, имевших отрицательные последствия для Группы, которые произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых осуществляет деятельность Группа, или на рынке, для которого предназначен актив.

При оценке возмещаемой стоимости активов Группа использует оценки и делает суждения. Оценки и суждения подвергаются постоянному критическому анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые, как считается, являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. Руководство также использует некоторые суждения, кроме требующих оценок, в процессе применения учетной политики.

Анализ признаков обесценения основных средств – производство электро и теплоэнергии на основе угля, передача и распределение электроэнергии

Руководство Группы провело оценку наличия признаков обесценения основных средств дочерних компаний АО «Алматинские Электрические Станции» (далее – «АлЭС»), ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» (далее «ЭГРЭС-1»), АО «Алатау Жарық Компаниясы» (далее «АЖК»), а также инвестиций в совместные предприятия, которая проводилась согласно МСФО (IAS) 36 *«Обесценение активов».*

Основными фактами и допущениями, использованными при оценке наличия признаков возможного обесценения, являются:

- Прогнозируемый рост в среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию в северной и южной зоне Республики Казахстан;
- Увеличение предельных тарифов на электроэнергию для энергопроизводящих организаций в связи с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики от 27 января 2025 года № 42-н/қ и введенными в действие с 1 февраля 2025 года, в размере 15–19%;
- Согласно внесенным изменениям в совместный приказ Департамента Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан по городу Алматы от 6 ноября 2020 года № 126-ОД и Департамента Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан по Алматинской области от 6 ноября 2020 года № 154-ОД «Об утверждении предельных уровней тарифов и тарифной сметы на регулируемую услугу АЖК по передаче электрической энергии на 2021–2025 годы» сохраняется положительная динамика роста тарифов. В частности, с 1 апреля 2025 года тариф на передачу электроэнергии повышен с 10,6 тенге/кВт·ч (без НДС) до 12,96 тенге/кВт·ч (без НДС), с 1 августа 2025 года — до 14,25 тенге/кВт·ч (без НДС), с 1 октября 2025 года — до 13,99 тенге/кВт·ч (без НДС);

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Анализ признаков обесценения основных средств – производство электро и теплоэнергии на основе угля, передача и распределение электроэнергии (продолжение)

- Изменение в процентных ставках по кредитам не окажет существенного влияния на возмещаемую стоимость активов, так как увеличение ставки заемного финансирования аналогичным образом отразится в ставке WACC при расчете нормы прибыли, в следующем периоде действия предельных тарифов, согласно 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, утвержденных Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2020 года №205, а также в затратную часть тарифа включаются расходы по вознаграждениям за предыдущий период;
- Изменение ставок инфляции не окажет существенного влияния, поскольку в затратную часть тарифа включаются расходы с учетом фактической инфляции за предыдущий год. Дополнительно изменения, внесенные в Закон «О естественных монополиях» от 30 декабря 2022 года № 177-VII ЗРК, предусматривают дополнительные условия для корректировки утвержденных на пятилетний период тарифов на передачу электроэнергии до истечения срока их действия (изменение утвержденной инвестиционной программы в связи с реализацией национальных проектов, принятие на баланс либо в доверительное управление сетей, изменение среднемесячной номинальной заработной платы);
- Ввод новой целевой модели рынка реализации электроэнергии с 1 июля 2023 года не оказал существенного влияния на доход электростанций дочерних Компании. Объем покупки дисбалансов (без учета АРЧМ и заявок в регулировании) на БРЭ составляет немногим более 1% от продаж электроэнергии на оптовом рынке, что является незначительным отклонением. Кроме того, станции Группы, осуществляя продажи электроэнергии на БРЭ за счет задействования АРЧМ и подачи заявок, в значительной степени нивелируют влияние цен дисбалансов на данном рынке;
- Отсутствие значительных изменений, имеющие неблагоприятные последствия для дочерних компаний, которые произошли в течение периода или предположительно могут иметь место в ближайшем будущем;
- Прогнозируемый рост в среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию в северной и южной зоне Республики Казахстан.

В результате проведенной оценки внешних и внутренних признаков возможного обесценения руководство Группы пришло к выводу, что признаки обесценения на дату проведения оценки отсутствуют. Соответственно, руководство Группы приняло решение не проводить тест на обесценение основных средств и нематериальных активов этих дочерних компаний и инвестиций в совместные предприятия по состоянию на 31 декабря 2025 года.

Стоимость оборудования, приобретенного для строительства энергоблока №3 на СЭГРЭС-2

В 2008 году совместное предприятие Группы, СЭГРЭС-2, начала подготовку строительства энергоблока № 3 с мощностью 500 МВТ. Впоследствии проект был пересмотрен и до 2016 года Компания находилась на стадии реализации проектно-сметной документации, предварительного строительства и закупки необходимого оборудования для нового энергоблока № 3 с мощностью 630 МВт. 29 августа 2016 года СЭГРЭС-2 расторгла договор генерального подряда по строительству энергоблока № 3, заключенного между СЭГРЭС-2 и ТОО «КВАРЦ KZ» из-за переноса сроков строительства.

В следующие годы были предприняты шаги для реализации проекта:

- 14 марта 2022 года Комиссия Совета рынка по рассмотрению инвестиционных программ вынесла единогласное решение рекомендовать к допуску на рассмотрение уполномоченным органом инвестиционную программу АО «СЭГРЭС-2» «Расширение и реконструкция СЭГРЭС-2 с установкой энергоблока ст. №3».
- Приняты меры по подготовке к приему и надлежащему хранению оборудования из Китайской Народной Республики, построены отапливаемые здания ангарного типа и выделены охраняемые складские помещения. Выполнена приемка значительной части технологического оборудования для энергоблока. Однако для завершения строительства энергоблока потребуется дополнительный заказ недостающего части оборудования.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стоимость оборудования, приобретенного для строительства энергоблока №3 на СЭГРЭС-2 (продолжение)

В связи с планируемым увеличением доли возобновляемых источников электроэнергии до 2032 года, согласно прогнозным балансам Министерства энергетики Казахстана на 2026–2032 годы, возникает необходимость в строительстве дополнительных маневренных мощностей для обеспечения регулирования энергосистемы. В этих прогнозах предусмотрено строительство новых объектов генерации, включая расширение ЭГРЭС-2 и создание новой станции ГРЭС-3, что направлено на уменьшение дефицита электроэнергии и маневренных мощностей.

Руководство Группы, принимая во внимание изложенные факты, рассматривает стратегические варианты использования приобретенного китайского оборудования. Среди возможных сценариев: а) продолжение строительства маневренного энергоблока на СЭГРЭС-2 с использованием этого оборудования, и б) передача оборудования для реализации проекта строительства новой станции ГРЭС-3.

Резервы по проекту «Строительство ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля»

18 апреля 2024 года Протоколом совещания Министерство Энергетики по вопросам развития электроэнергетической отрасли было рекомендовано внести изменения в техническое задание для предварительного технико-экономического обоснования проекта строительства ГРЭС-3 предусматривающие увеличение установленной мощности станции до четырех энергоблоков, а также рассмотреть возможность использования оборудования, приобретенного в КНР, которое изначально предназначалось для энергоблока №3 СЭГРЭС-2.

8 июля 2024 года внесены изменения в Закон РК «Об электроэнергетике» в рамках законопроекта «По вопросам теплоэнергетики» в части совершенствования действующего механизма проведения тендера на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок (в части возврата инвестиций) для проекта «Строительство ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля».

В 2025 году в установленном законодательством порядке были проведены тендерные процедуры по отбору подрядной организации для реализации проекта «Строительство ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля». По итогам рассмотрения представленных заявок 15 октября 2025 года тендерной комиссией был определен победитель проекта.

Вместе с тем в соответствии с Протоколом Правительства Республики Казахстан от 21 января 2026 года уполномоченным государственным органам и АО «ФНБ «Самрук-Қазына» поручено завершить подготовку технической документации по проекту ГРЭС-3 в г. Экибастуз в срок до 31 декабря 2026 года.

Исходя из этого руководство рассматривает наиболее вероятным сценарием передачу технологического оборудования, приобретенного в КНР, в новую организацию по его балансовой стоимости. В связи с этим, на сумму понесенных затрат по проекту энергоблока №3 СЭГРЭС-2, учтенных в составе незавершенного строительства был доначислен дополнительный резерв в размере 6.095.699 тысяч тенге (100%) на 31 декабря 2025 года (31 декабря 2024 г.: 18.524.342 тысячи тенге).

Модернизация Алматинской ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду

Проекты Модернизации Алматинской ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 (далее – Проекты) реализуются в рамках исполнения поручения Главы Государства.

Проект модернизации ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду включает строительство новой станции на газе мощностью до 600 МВт на площадке Алматинской ТЭЦ-2. 31 декабря 2024 года подписано Инвестиционное соглашение №52 на модернизацию, реконструкцию и (или) расширение со строительством генерирующих установок с использованием газа в качестве альтернативного типа топлива АО «Алматинские электрические станции» на 2024-2038 годы. Данное соглашение позволяет вернуть все вложенные инвестиции, через механизм рынка мощности.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Модернизация Алматинской ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду (продолжение)

Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 со строительством ПГУ мощностью не менее 450 МВт 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. 17 марта 2023 года 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».

Согласно оценкам руководства, остаточная стоимость существующих активов ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2, подлежащих замещению, к моменту ввода в эксплуатацию новых парогазовых энергоблоков будет равна нулю.

Для организации финансирования Проектов Группа заключила договоры займа с различными финансовыми институтами *(Примечание 18)*.

Для реализации Проектов по результатам конкурсов были заключены EPC-договора с поставщиками.

Статус выполненных работ:

Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду

На 31 декабря 2025 года Группа отразила в составе незавершенного строительства оборудование, фактически отгруженное и поставленное на строительную площадку Алматинской ТЭЦ-2 в рамках EPC-контракта, на сумму 114.886.470 тысяч тенге (на 31 декабря 2024 года: 18.574.198 тысяч тенге), не включая НДС. Кроме того, на 31 декабря 2025 года была капитализирована стоимость незавершенного оборудования для ТЭЦ-2, отраженная методом начисления по степени завершённости на сумму 43.827.740 тысяч тенге (на 31 декабря 2024 года: 23.412.629 тысяч тенге), не включая НДС. Строительно-монтажные работы в рамках EPC-контракта на сумму 61.294.561 тысяча тенге (на 31 декабря 2024 года: 7.345.497 тысяч тенге), не включая НДС, выполненные в 2024 - 2025 гг., также были капитализированы. Капитализация затрат по EPC контрактам осуществляется по мере получения Группой контроля над активом. Если на дату отчётности контроль над незавершёнными работами не перешёл (отсутствуют юридический титул, право на оплату при расторжении и актив не является безальтернативным для подрядчика), соответствующие суммы отражаются как авансы поставщикам. Политика и контрольные критерии раскрыты в Примечании 2; сведения о величине авансов – в Примечании 11.

Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3

Строительно-монтажные работы по ТЭЦ-3 в рамках EPC-контракта на сумму 17.293.137 тысяч тенге (на 31 декабря 2024 года: 2.212.400 тысяч тенге), не включая НДС, выполненные в 2024-2025 гг., были капитализированы. Оценка обязательств была произведена на основе технико-экономического обоснования (ТЭО). Также, на 31 декабря 2025 года была капитализирована стоимость незавершенного оборудования для ТЭЦ-3 ну сумму 61.508.522 тысячи тенге (на 31 декабря 2024 года: 22.135.105 тысяч тенге), не включая НДС. Капитализация затрат по EPC контрактам осуществляется по мере получения Группой контроля над активом. Если на дату отчётности контроль над незавершёнными работами не перешёл (отсутствуют юридический титул, право на оплату при расторжении и актив не является безальтернативным для подрядчика), соответствующие суммы отражаются как авансы поставщикам. Политика и контрольные критерии раскрыты в Примечании 2; сведения о величине авансов – в Примечании 11.

Капитализация была осуществлена в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 16, так как затраты связаны с подготовкой актива к его предполагаемому использованию, и существует высокая вероятность получения будущих экономических выгод, при этом затраты могут быть надежно измерены.

В случаях, если актив создается в рамках долгосрочного EPC-контракта, и у актива нет альтернативного использования для подрядчика, а условия EPC-контракта предоставляют подрядчику право на получение оплаты за фактически выполненные работы, даже при расторжении контракта, затраты могут быть капитализированы.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Учет основных средств возобновляемых источников энергии

Основные средства балансовой стоимостью 13.706.368 тысяч тенге представляют собой активы Первой Ветровой Электростанции (далее «ПВЭС») в сумме 12.618.057 тысяч тенге и ТОО «Samruk-Green Energy» в сумме 1.088.311 тысяч тенге (2024 год: 14.026.839 тысяч тенге, из которых активы ПВЭС составляют 12.918.858 тысяч тенге, а активы ТОО «Samruk-Green Energy» 1.107.981 тысячу тенге).

Расчетно-Финансовый Центр – государственная организация выступает агентом, который выкупает весь объем произведенной электроэнергии у компаний, производящих электроэнергию из ВИЭ. Весь объем электроэнергии выкупается у станций по оговоренному тарифу, который ежегодно корректируется на ставку инфляции.

Сроки полезного использования основных средств

Оценка срока полезной службы основных средств производилась с применением профессионального суждения на основе имеющегося опыта в отношении аналогичных активов. Будущие экономические выгоды, связанные с этими активами, в основном будут получены в результате их использования. Однако другие факторы, такие как устаревание, с технологической или коммерческой точки зрения, а также износ оборудования, часто приводят к уменьшению экономических выгод, связанных с этими активами. Руководство оценивает оставшийся срок полезного использования основных средств исходя из текущего технического состояния активов и с учетом расчетного периода, в течение которого данные активы будут приносить Группе экономические выгоды.

При этом во внимание принимаются следующие основные факторы: (а) ожидаемый срок использования активов; (б) ожидаемый физический износ оборудования, который зависит от эксплуатационных характеристик и регламента технического обслуживания; и (в) моральный износ оборудования с технологической и коммерческой точки зрения в результате изменения рыночных условий.

Если бы расчетные сроки полезного использования отличались на 10% от оценок руководства, амортизационные отчисления за год, закончившийся 31 декабря 2025 года, должны были бы увеличиться/уменьшиться на 13.264.991 тысячу тенге/ 10.553.594 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: увеличиться/уменьшиться на 6.037.439 тысяч тенге/ 4.605.221 тысячу тенге).

Остаточная стоимость актива, срок полезной службы и методы амортизации пересматриваются и корректируются при необходимости на конец каждого финансового года. В течение 2025 года руководство осуществило пересмотр сроков полезного использования и ликвидационной стоимости основных средств. По результатам пересмотра существенных изменений в оценках выявлено не было.

Балхашская ТЭС (далее «БТЭС»)

29 октября 2019 года Группа приобрела 50%+1 акция БТЭС у Samsung C&T и стала владельцем 100% доли в БТЭС. На момент приобретения, БТЭС находился на грани банкротства, а также фактически не осуществляла значимой деятельности, при этом Группа не имела контроля над БТЭС с даты приобретения. Начиная с 2017 года кредиторы и поставщики неоднократно подавали в суд о взыскании задолженности и признания БТЭС банкротом, из-за его неплатежеспособности БТЭС, что в свою очередь привело к наложению ареста на имущество, а также значительно ограничило деятельность БТЭС. 6 декабря 2019 года по решению суда был назначен временный управляющий для контроля и ведения процесса банкротства.

20 апреля 2022 года по заявлению АО «Банк ЦентрКредит» Специализированным межрайонным судом Алматинской области (далее - СМЭС) возбуждено гражданское дело о признании банкротом БТЭС. Решением СМЭС Алматинской области от 27 июня 2022 года отказано в признании БТЭС банкротом. Постановлением Судебной коллегии по гражданским делам Верховного суда решение СМЭС оставлено без изменения, апелляционная жалоба АО «Банк ЦентрКредит» без удовлетворения.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Деятельность БТЭС, предусмотренная уставом, не осуществляется, по состоянию на 31 декабря 2025 года имущество БТЭС в полном объеме описано и арестовано судебными исполнителями по заявлениям кредиторов и налоговыми органами для последующей реализации через аукцион в счет погашения долга перед кредиторами. В производстве судебных исполнителей сейчас находятся 5 дел о взыскании задолженности с БТЭС на общую сумму 17,4 млрд. тенге, также имеется налоговая задолженность, в связи с чем судебными исполнителями и налоговыми органами к БТЭС применены следующие меры: 1) арест движимого и недвижимого имущества, 2) арест банковских счетов и денег, 3) запреты на все регистрационные действия, 4) запреты распоряжаться имуществом; 5) арест на ценные бумаги и запрет на сделки с ними, 6) запреты на: новая редакция устава, изменение наименования, уменьшение размера уставного капитала, изменение состава участников, изменение состава учредителей (членов, участников), изменение местонахождения (с изменением места регистрации), изменение места нахождения (без изменения места регистрации), изменение видов деятельности, изменение правового статуса, изменение руководителя, редакционные изменения, запрет на добровольную ликвидацию, запрет на принудительную ликвидацию, запрет на реорганизацию.

Постановлением Правительства Республики Казахстан №894 от 24 октября 2025 года «О некоторых вопросах оптимизации субъектов квазигосударственного сектора и объектов государственной собственности» утвержден Перечень дочерних, зависимых организаций национальных управляющих холдингов, национальных компаний и иных юридических лиц, являющихся аффилированными с ними, предлагаемых к передаче в конкурентную среду и ликвидации, согласно которому АО «Балхашская ТЭС» рекомендовано к ликвидации в 2026 году.

Кроме того, в соответствии с предписанием и аудиторским заключением ГУ «Высшая аудиторская палата», выданным АО «Самрук-Қазына» (далее - Фонд), Фонду рекомендовано ликвидировать (либо выйти из состава собственников) БТЭС.

В этой связи, 9 октября 2025 года в адрес АО «Самрук-Энерго» поступило письмо от Фонда о необходимости формирования Перечня нестратегических активов, подлежащих выводу из структуры группы компаний АО «Самрук-Қазына» на 2023-2032 годы, с учетом всех активов, по которым осуществляются мероприятия по их выводу из группы Фонда, планируется вывод, и в том числе по которым вывод уже завершен в период действия Плана развития Фонда (далее – Перечень), в соответствии с Корпоративным стандартом по выводу нестратегических активов (дивестиции) организациями, входящими в группу Фонда.

Таким образом, принимая во внимание рекомендацию к ликвидации БТЭС, арест имущества и перечисленные выше запреты, на 31 декабря 2025 года у Группы нет контроля над деятельностью БТЭС.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Резервы на ликвидацию последствий эксплуатации объектов

В соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан после прекращения эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, операторы объектов обязаны обеспечить ликвидацию последствий эксплуатации таких объектов в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с положениями Экологического кодекса мероприятия по ликвидации зависят от характера объектов и степени их воздействия на окружающую среду, в частности кодексом регламентируется классификация объектов по категориям, отражающим степень воздействия на окружающую среду.

Резервы определены на основе интерпретации Группы действующего законодательства Республики Казахстан в области экологии, подкрепленной технико-экономическим обоснованием и(или) инженерными исследованиями в соответствии с текущими нормами и методами ликвидации (демонтажа), проведения работ по рекультивации, уровня технологий и цен.

Следующие суждения были применены Группой при определении суммы обязательства на ликвидацию последствий эксплуатации объектов на 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года:

- Расчет обязательств по ликвидации последствий эксплуатации объектов был выполнен Группой на основе результатов оценок, проведенных независимыми или внутренними специалистами. Объем работ, предусмотренный законодательством и включенный в расчет, включал в себя демонтаж и утилизацию основного оборудования и механизмов, непосредственно участвующих в производстве электрической и тепловой энергии (паровые котлы, турбины, генераторы, топливоподача и др.), инженерных систем и сооружений, предназначенных для отведения продуктов сгорания, а также оборудований мазутного хозяйства и склада химических реагентов, которые имеют негативное влияние на окружающую среду и безопасность жизни и (или) здоровья людей;
- В составе объектов операторов по Группе имеются активы (административные здания и иные сооружения), которые в последующем, с высокой степенью вероятности, могут быть перепрофилированы, а также оказывают минимальное негативное воздействие на окружающую среду, по которым нет необходимости признания обязательств по ликвидации последствий их эксплуатации;
- По тепловым электростанциям, относящимся к объектам I категории, размер резервов определяется исходя из ожидаемых расходов, которые будут понесены объектами при ликвидации основного оборудования и механизмов, непосредственно участвующих в производстве электрической и тепловой энергии (паровые котлы, турбины, генераторы, топливоподача и др.), инженерных систем и сооружений, предназначенных для отведения продуктов сгорания, а также оборудований мазутного хозяйства и склада химических реагентов, которые действительно имеют негативное влияние на окружающую среду;
- Руководство Группы применило суждение, что сроки ликвидации объектов I категории Экибастузской ГРЭС-1 и Станция Экибастузская ГРЭС-2, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, наступают в 2055 и 2053 годах исходя из сроков службы активов. Данные сроки службы обоснованы тем, что парковый ресурс основных и вспомогательных оборудований и инженерных сооружений основного оборудования, будет поддерживаться и продлеваться посредством проведения капитальных ремонтов или реконструкции до момента окончания заполнения существующих золоотвалов. Сроки закрытия золоотвалов применены в соответствии с утвержденными рабочими проектами закрытия золоотвалов согласно «Правилам формирования ликвидационных фондов полигонов размещения отходов», утвержденных Постановлением Правительства РК от 10 июля 2007 года №591. Запасы угля достаточны для продолжения работы этих станций. Данные сроки продиктованы необходимостью обеспечения энергетической безопасности страны в условиях прогнозируемого дефицита электроэнергии в Республике Казахстан;
- по АО «Алматинские электрические станции» сроки ликвидации объектов ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 применены с учетом сроков реализации, ввода и технических параметров проектов «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» и «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3»;

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Статус выполненных работ (продолжение)

Резервы на ликвидацию последствий эксплуатации объектов (продолжение)

- Гидроэлектростанции Группы относятся к объектам II категории. Шардаринская гидроэлектростанция, как стратегическое комплексное сооружение, являющаяся неотъемлемым элементом гидротехнического комплекса Шардаринского гидроузла на реке Сырдарья, имеющее прямое назначение по борьбе с наводнениями и ирригации, ввиду специфики деятельности, не ликвидируют платины/дамбы и прилегающие гидросооружения; вместе с тем, по мнению руководства станции, ликвидационные работы Группы могут быть ограничены работами по демонтажу оборудования гидроагрегатов и некоторых наземных хозяйственных сооружений, и резерв на их покрытие не является существенным на отчетную дату;
- По Мойнакской гидроэлектростанции, в соответствии законодательством, руководство Группы применило суждение, что сроки службы основных гидротехнических сооружений, как сооружений I и II классов, в условиях своевременно проведенных капитальных ремонтов составляет 60 лет. После истечения сроков эксплуатации основного здания гидроэлектростанции, деривационного туннеля и плотины, согласно нормам «Методические рекомендации о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах», предполагается дальнейшее использование данных сооружений в качестве гидрологического поста и селесдерживателей в паводковый период на реке Шарын. Вместе с тем, по мнению руководства станции, ликвидационные работы могут быть ограничены работами по демонтажу оборудования гидроагрегатов и некоторых наземных хозяйственных сооружений, и резерв на их покрытие не является существенным на отчетную дату;
- Объекты АЖК в III и IV категории. Ввиду того, что производственные объекты АЖК оказывают незначительное минимальное негативное воздействие на окружающую среду, Группа не начислила обязательства по ликвидации последствий деятельности в данной консолидированной финансовой отчетности, так как в настоящий момент нет обоснованного метода расчета для данных видов активов, и Группа получила подтверждение от государственных органов об отсутствии обязательств по ликвидации последствий в окружающую среду;
- Ветровые и солнечные электростанции признают резервы по демонтажу и удалению генерирующих и технологических оборудований, при этом сроки ликвидации определены техническими паспортами оборудований и сооружений.

Основные допущения при проведении таких оценок включают в себя оценку ставки дисконта, суммы и сроков будущих денежных потоков. Ставка дисконта основывается на безрисковой ставке, определенной как доходность государственных облигаций со сроками погашения, совпадающими со сроками ликвидации объектов. Ставка дисконтирования отражает временную стоимость и, где уместно, риски, специфические для обязательства, если они не включены в денежные потоки. Текущая стоимость была рассчитана с использованием ставки дисконтирования в размере 13,79-15,72% годовых (2024 год: 7,1-13,3 %) и ставки инфляции в размере 4,8-11,65% (2024 год: 3,07-8,69%).

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Статус выполненных работ (продолжение)

Резервы на ликвидацию последствий эксплуатации объектов (продолжение)

На 31 декабря 2025 года резервы по обязательствам по обеспечению ликвидации последствий эксплуатации объектов, пересчитаны с учетом актуализации стоимости расходов по ликвидации объектов на основе пересмотра ставок инфляции и ставки дисконтирования на отчетную дату.

Ниже в таблице представлена балансовая стоимость резерва по обеспечению ликвидации последствий эксплуатации объектов в разрезе дочерних организаций и совместных предприятий Группы на 31 декабря:

В тысячах казахстанских тенге	**Срок ликвидации**	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Дочерние организации			
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	2055 г.	**9.576.313**	8.522.546
АО «Алматинские электрические станции»	2026-2065 гг.	**23.811.873**	14.096.301
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	2035 г.	**1.325.765**	1.212.933
ТОО «Samruk-Green Energy»	2042-2051 гг.	**198.797**	205.432
АО «Мойнакская ГЭС»	2082 г.	**36.481**	32.008
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	2125 г.	**27.225**	–
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»	2125 г.	**19.854**	–
Итого по дочерним организациям		**34.996.308**	24.069.220
Совместные предприятия и ассоциированные компании			
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	2053 г.	**2.104.178**	5.408.194

Изменение в резерве по ликвидации последствий эксплуатации объектов было отражено через стоимость основных средств *(Примечание 17)*.

Анализ чувствительности

В тысячах казахстанских тенге	**(Уменьшение)/увеличение существенных допущений**	**(Уменьшение)/увеличение обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов**
Ставки инфляции	-1%	(2.655.676)
	+1%	3.513.582
Ставки дисконтирования (до налогов)	-1%	2.950.267
	+1%	(2.267.654)
Срок ликвидации	-10%	4.419.004
	+10%	(3.161.836)

Так как фактические затраты по ликвидации последствий эксплуатации объектов могут отличаться от их оценок вследствие изменения соответствующего законодательства, интерпретации норм, технологий, цен и прочих условий, и данные затраты будут понесены в отдаленном будущем, балансовая стоимость резервов подлежит регулярному анализу и корректировке для учета таких изменений.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Учет договоров обратной покупки с Единым закупщиком электроэнергии с 1 июля 2023 года

С 1 июля 2023 года осуществлён переход на новую модель рынка реализации электроэнергии с внедрением единого закупщика электрической энергии, ТОО «Расчётно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее – «РФЦ») и балансирующего рынка электрической энергии (далее – «БРЭ») в режиме реального времени. Группа провела анализ по оценке влияния изменений на процесс признания выручки в соответствии с МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями».

В результате, Группа определила, что для целей консолидированной финансовой отчетности Группы договоры продажи электрической энергии энергопроизводящими организациями распределительной компании в пользу единого распределительного и сбытового компании Группы и РФЦ являются договорами обратной покупки в соответствии с МСФО 15. Соответственно, договоры обратной покупки требуют признания продаж электрической энергии и выручки электрической энергии энергопроизводящей организации на уровне Группы.

Для расчета суммы элиминации, Группа использовала фактический объем покупки электрической энергии АО «Алатау Жарык Компаниясы» и ТОО «АлматыЭнергоСбыт» у РФЦ и средневзвешенную цену реализации электроэнергии согласно установленным действующим тарифам для энергосистемы Группы. Расчет проводится на ежемесячной основе.

Сумма элиминации за 2025 год составила 118.305.062 тысячи тенге (2024 год: 93.778.408 тысяч тенге). Данная проводка отражена для целей представления выручки и себестоимости Группы как единой экономической единицы и не влияет на финансовые результаты Группы.

За исключением вышеуказанного, новая модель рынка реализации электроэнергии, вступившая в силу с 1 июля 2023 года, по мнению Группы, не оказала существенного влияния на признание выручки.

Если бы расчётная средневзвешенная цена реализации отличалась на 10% от оценок руководства, сумма элиминации за год, закончившийся 31 декабря 2025 года, выручка и себестоимость проданных продуктов были бы увеличиться/уменьшиться на 11.830.506 тысяч тенге (2024 год: 9.377.841 тысяча тенге).

Задолженность перед Акиматом

В 2009 году дочерняя компания Группы, АО «Алатау Жарық Компаниясы» (далее «АЖК»), участвовала в судебном процессе с Акиматом г. Алматы (далее «Акимат») о погашении задолженности АЖК перед Акиматом. 14 февраля 2014 года Акимат и АЖК подписали мировое соглашение о порядке урегулирования задолженности АЖК перед Акиматом. При этом, в счет погашения своей задолженности АЖК, кроме прочего, обязуется принять в собственность электрические сети, находящиеся в коммунальной собственности и доверительном управлении Акимата. Сумма обязательств АЖК перед Акиматом, за вычетом всех выплат, произведенных в течение предыдущих лет в рамках мирового соглашения, на 31 декабря 2025 года составляет 5.841.514 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 5.841.514 тысяч тенге) *(Примечание 19).*

На 31 декабря 2025 года принятие в собственность электрических сетей не было завершено. Группа прекратит признание данного обязательства, когда она будет освобождена от выплат, т.е. в момент исполнения всех действий сторонами мирового соглашения, а именно в момент принятия в собственность электрических сетей от Акимата. При этом Группа признает прибыль от списания обязательства в размере 5.841.514 тысяч тенге.

Оценка ожидаемых кредитных убытков

Оценка ожидаемых кредитных убытков – значительная оценка, для получения которой используется методология оценки, модели и исходные данные. Детали методологии оценки ожидаемых кредитных убытков раскрыты в *Примечании 29*. Следующие компоненты оказывают серьезное влияние на оценочный резерв под кредитные убытки: определение дефолта, значительное увеличение кредитного риска, вероятность дефолта, подверженность риску дефолта и размер убытка в случае дефолта, а также модели макроэкономических сценариев. Группа регулярно проверяет и подтверждает модели и исходные данные для моделей в целях снижения расхождений между расчетными ожидаемыми кредитным убытками и фактическими убытками в отношении дебиторской задолженности.

4. ВАЖНЫЕ УЧЕТНЫЕ ОЦЕНКИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ СУЖДЕНИЯ В ПРИМЕНЕНИИ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Статус выполненных работ (продолжение)

Договор доверительного управления имуществом ТОО «Экибастузская ТЭЦ»

17 июня 2024 года между дочерней организацией Группы, ТОО «Energy Solutions Center», и ГУ «Отдел экономики и финансов акимата города Экибастуза» заключен договор о передаче государственного имущества в доверительное управление сроком на три года. Согласно данному договору, имущество Экибастузской ТЭЦ (здания и сооружения, машины и оборудования, транспортные средства, прочие основные средства) передано в доверительное управление ТОО «Energy Solutions Center». Условия договора доверительного управления не предусматривают платежи за пользование переданным активом. В свою очередь ТОО «Energy Solutions Center» обязуется осуществлять эффективное управление имуществом, поддерживать имущество в надлежащем состоянии, обеспечивающее бесперебойное теплоснабжение населения, включая проведение необходимых текущих и капитальных ремонтов за счет собственных средств. Соответственно, Группа не признала актив в форме права пользования по данному договору. ТОО «Energy Solutions Center», управляя имуществом, приобрело статус субъекта естественной монополии и осуществляет в настоящее время производство и продажу тепловой энергии.

Прочие распределения Акционеру

Группа учитывает обязательства по капитальному ремонту Экибастузской ТЭЦ по поручению конечного акционера Группы в капитале как прочие распределения акционеру *(Примечание 16)*.

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Операционные сегменты представляют собой компоненты, осуществляющие хозяйственную деятельность, при этом они могут генерировать выручку или могут быть связаны с расходами, операционные результаты сегментов регулярно анализируются высшим органом оперативного управления, и для операционных сегментов имеется отдельная финансовая информация. Высший орган оперативного управления может быть представлен одним человеком или группой лиц, которые распределяют ресурсы и оценивают результаты деятельности компании. Функции высшего органа оперативного управления выполняет Правление Группы.

Сегментная финансовая информация, анализируемая высшим органом оперативного управления, включает информацию о выручке и прибыли до налогообложения. Высший орган оперативного управления также анализирует информацию о EBITDA Группы, которая рассчитывается как прибыль/(убыток) за период до финансовых доходов и расходов, расходов по подоходному налогу, амортизации основных средств и нематериальных активов, обесценения основных средств и инвестиционной собственности, обесценения гудвилла и, доли в прибыли/(убытках) совместных предприятий и ассоциированных компаний и другие подобные эффекты. Последовательность определения прибыли до вычета процентов, налогов и амортизационных отчислений (EBITDA) по Группе, возможно, будет отличаться от последовательности, используемой другими компаниями.

(а) Описание продукции и услуг, от реализации которых каждый отчетный сегмент получает выручку

Группа осуществляет деятельность в рамках трех основных операционных сегментов:

- Производство теплоэнергии и электроэнергии;
- Передача и распределение электроэнергии;
- Реализация электроэнергии.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

(б) Результаты деятельности операционных сегментов

Высший орган оперативного управления оценивает результаты деятельности каждого сегмента на основании оценки выручки и прибыли до налогообложения.

	Производство тепло-электроэнергии		**Передача и распределение электроэнергии**		**Реализация электроэнергии**		**Прочие**		**Итого**	
	Двенадцать месяцев, закончившиеся		**Двенадцать месяцев, закончившиеся**		**Двенадцать месяцев, закончившиеся**		**Двенадцать месяцев, закончившиеся**		**Двенадцать месяцев, закончившиеся**	
В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Общая выручка сегмента - Реализация электроэнергии	**348.323.189**	295.998.555	**–**	–	**307.165.548**	247.127.180	**–**	–	**655.488.737**	543.125.735
Внутрисегментная выручка	**(119.170.653)**	(93.778.408)	**–**	–	**(2.276)**	(3.428)	**–**	–	**(119.172.929)**	(93.781.836)
Внешняя выручка - Реализация электроэнергии	**229.152.536**	202.220.147	**–**	–	**307.163.272**	247.123.752	**–**	–	**536.315.808**	449.343.899
Реализация тепловой энергии	**40.420.744**	33.992.515	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**40.420.744**	33.992.515
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	**67.028.108**	58.076.148	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**67.028.108**	58.076.148
Реализация электроэнергии по ВИЭ	**8.217.856**	6.982.393	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**8.217.856**	6.982.393
Общая выручка сегмента -Передача электроэнергии	**–**	–	**129.013.949**	93.846.945	**–**	–	**–**	–	**129.013.949**	93.846.945
Внутрисегментная выручка	**–**	–	**(126.753.468)**	(87.872.205)	**–**	–	**–**	–	**(126.753.468)**	(87.872.205)
Внешняя выручка - Передача электроэнергии	**–**	–	**2.260.481**	5.974.740	**–**	–	**–**	–	**2.260.481**	**5.974.740**
Доход от аренды инвестиционной недвижимости	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**93.692.772**	16.520.037	**93.692.772**	**16.520.037**
Реализация химической воды	**4.255.667**	2.079.711	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**4.255.667**	2.079.711
Общая выручка сегмента - Прочая выручка	**701.572**	590.669	**–**	–	**–**	–	**2.642.729**	1.964.731	**3.344.301**	2.555.400
Внутрисегментная выручка	**(83.469)**	(50.464)	**–**	–	**–**	–	**(2.608.983)**	(1.984.538)	**(2.692.452)**	(2.035.002)
Внешняя выручка – Прочая выручка	**618.103**	540.205	**–**	–	**–**	–	**33.746**	(19.807)	**651.849**	520.398
Итого общая выручка	**468.947.136**	397.719.991	**129.013.949**	93.846.945	**307.165.548**	247.127.180	**96.335.501**	18.484.768	**1.001.462.134**	757.178.884
Итого внутрисегментная выручка	**(119.254.122)**	(93.828.872)	**(126.753.468)**	(87.872.205)	**(2.276)**	(3.428)	**(2.608.983)**	(1.984.538)	**(248.618.849)**	(183.689.043)
Итого внешняя выручка	**349.693.014**	303.891.119	**2.260.481**	5.974.740	**307.163.272**	247.123.752	**93.726.518**	16.500.230	**752.843.285**	573.489.841

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

(б) Результаты деятельности операционных сегментов (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	*Производство тепло-электроэнергии*		*Передача и распределение электроэнергии*		*Реализация электроэнергии*		*Прочие*		*Элиминации и корректировки*		*Итого*	
	31 декабря 2025 г.	*31 декабря 2024 г.*	*31 декабря 2025 г.*	*31 декабря 2024 г.*	*31 декабря 2025 г.*	*31 декабря 2024 г.*	*31 декабря 2025 г.*	*31 декабря 2024 г.*	*31 декабря 2025 г.*	*31 декабря 2024 г.*	*31 декабря 2025 г.*	*31 декабря 2024 г.*
Себестоимость продаж, включая	*(326.847.236)*	*(242.747.574)*	*(95.289.090)*	*(68.104.063)*	*(310.590.715)*	*(242.878.499)*	*(1.837.350)*	*(1.443.124)*	*247.144.670*	*183.528.631*	*(487.419.721)*	*(371.644.629)*
- Топливо и стоимость приобретенной электроэнергии	*(140.442.807)*	*(104.733.476)*	*(755.415)*	*(655.913)*	*(131.545.872)*	*(116.669.158)*	*(1.328)*	*(904)*	*86.723.031*	*70.424.329*	*(186.022.391)*	*(151.635.122)*
- Оплату труда и связанные расходы	*(54.434.492)*	*(41.207.936)*	*(36.764.629)*	*(24.226.660)*	*(3.732.636)*	*(3.160.154)*	*(556.360)*	*(504.427)*	–	–	*(95.488.117)*	*(69.099.177)*
Расходы по реализации	*(11.108.007)*	*(8.845.348)*	–	–	–	–	–	–	–	–	*(11.108.007)*	*(8.845.348)*
Общие и административные расходы	*(16.103.587)*	*(9.636.541)*	*(2.388.806)*	*(1.668.912)*	*(686.297)*	*(900.693)*	*(10.950.260)*	*(9.088.159)*	*1.590.609*	*1.280.966*	*(28.538.341)*	*(20.013.339)*
Прочие доходы	*1.158.800*	*1.356.909*	*1.514.491*	*1.077.781*	*1.263.664*	*1.090.595*	*860.417*	*(2.128)*	*(90.521)*	*(490.101)*	*4.706.851*	*3.033.056*
Прочие расходы	**(1.462.131)**	(659.654)	**(48.928)**	(90.555)	**(92.631)**	(113.491)	**(1.151.213)**	(3.625)	**133.633**	101.550	**(2.621.270)**	(765.775)
Корректировка на амортизацию	**(66.737.829)**	(48.507.841)	**(11.743.066)**	(9.777.585)	**(95.426)**	(233.136)	**(875.553)**	(642.451)	**–**	–	**(79.451.874)**	(59.161.013)
Капитальные затраты	**(341.375.508)**	(150.838.171)	**(43.428.683)**	(25.320.504)	**(74.627)**	(117.537)	**(635.473)**	(204.188)	**106.463**	43.854	**(385.407.828)**	(176.436.546)
Активы отчетного сегмента	**1.388.095.249**	1.068.601.682	**213.685.793**	185.541.239	**40.017.749**	32.952.850	**1.157.797.971**	921.358.820	**(975.700.722)**	(794.168.192)	**1.823.896.040**	1.414.286.399
Обязательства отчетного сегмента	**701.519.096**	430.009.439	**66.596.085**	52.066.740	**41.190.864**	42.614.869	**251.733.418**	264.986.011	**(175.904.281)**	(148.193.240)	**885.135.182**	641.483.819

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

(в) Сверка скорректированной EBITDA к прибыли до налогообложения

В тысячах казахстанских тенге	**Производство тепло-электроэнергии**		**Передача и распределение электроэнергии**		**Реализация электроэнергии**		**Прочие**		**Элиминации и корректировки**		**Итого**	
	31 декабря 2025 г.	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Итого консолидированная скорректированная EBITDA	**181.073.412**	184.883.349	**44.876.432**	35.086.173	**(3.791.656)**	4.103.317	**234.653.042**	59.094.977	**(151.566.046)**	(48.935.044)	**305.245.184**	234.232.772
Износ и амортизация	**(66.737.829)**	(48.507.841)	**(11.743.066)**	(9.777.585)	**(95.426)**	(233.136)	**(875.553)**	(642.451)	**–**	–	**(79.451.874)**	(59.161.013)
Финансовые доходы	**2.679.260**	3.270.310	**159.098**	1.258.840	**544.991**	550.446	**33.829.141**	16.327.443	**(16.461.504)**	(11.817.981)	**20.750.986**	9.589.058
Финансовые расходы	**(19.222.198)**	(16.208.905)	**(1.521.007)**	(1.246.542)	**(1.233.673)**	(1.294.152)	**(27.065.383)**	(22.405.971)	**13.673.390**	9.833.245	**(35.368.871)**	(31.322.325)
Восстановление обесценения/(обесценение) нефинансовых активов *(Примечания 9, 27)*	**181.071**	–	**–**	–	**–**	–	**(24.172.427)**	–	**8.458.183**	41.326	**(15.533.173)**	41.326
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	**–**	–	**–**	–	**–**	–	**9.712.402**	(5.855.910)	**–**	–	**9.712.402**	(5.855.910)
Прибыль до налогообложения	**97.973.716**	123.436.913	**31.771.457**	25.320.886	**(4.575.764)**	3.126.475	**226.081.222**	46.518.088	**(145.895.977)**	(50.878.454)	**205.354.654**	147.523.908

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ (продолжение)

(г) Крупнейшие клиенты

Элиминации и корректировки в таблицах выше в основном представлены элиминациями внутрисегментных операций, а также расчетными элиминациями операций по договорам обратной покупки (*Примечание 4*).

Анализ выручки Группы в разрезе продуктов и услуг представлен в *Примечании 21* (выручка от основной деятельности). Основная часть продаж осуществляется в Казахстане.

Географический рынок

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Казахстан	**752.842.393**	573.489.038
Прочие страны	**892**	803
Итого выручка	**752.843.285**	573.489.841

Выручка сегмента производство тепло-электроэнергии за двенадцать месяцев 2025 года включает выручку, полученную от одного покупателя в сумме 335.960.443 тысячи тенге (2024 год: 318.781.795 тысяч тенге).

Выручка сегмента передача и распределение электроэнергии за двенадцать месяцев 2025 года включает выручку, полученную от одного покупателя в сумме 1.349.727 тысяч тенге (2024 год: 1.695.963 тысячи тенге).

Выручка прочих сегментов за двенадцать месяцев 2025 года включает выручку, полученную от одного покупателя в сумме 93.692.772 тысячи тенге (2024 год: 16.520.037 тысяч тенге).

В течение 2025 года, компаниям, находящимся под общим контролем Самрук-Қазына, было реализовано 9% от общей суммы выручки, относящейся к сегменту - Передача и распределение электроэнергии (2024 год: 3%) *(Примечание 5)*.

В течение 2025 года, государственным предприятиям было реализовано 55% от общей суммы выручки, относящейся к сегменту - Производство тепло-электроэнергии (2024 год: 68%) и 60% к сегменту Передача и распределение электроэнергии (2024 год: 42%) *(Примечание 5)*.

В течение 2025 и 2024 года, совместным предприятиям и ассоциированным компаниям Самрук-Қазына было реализовано 99,96% от общей суммы выручки, относящейся к сегменту – Прочие *(Примечание 5)*.

Выручка Группы учитывается в течение периода, по мере выполнения обязательств, в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

6. РАСЧЕТЫ И ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Определение связанных сторон приводится в МСФО (IAS) 24 *«Раскрытие информации о связанных сторонах».* Связанными обычно считаются стороны, если одна из них имеет возможность контролировать другую, находится под общим контролем или может оказывать существенное влияние или совместный контроль над принятием другой стороной финансовых и операционных решений. При решении вопроса о том, являются ли стороны связанными, принимается во внимание характер взаимоотношений сторон, а не только их юридическая форма. Материнская компания и конечная контролирующая сторона Компании раскрыты в *Примечании 1.*

Связанные стороны включают компании под контролем Самрук-Қазына. Операции с государственными компаниями не раскрываются, если они осуществляются в ходе обычной деятельности согласно условиям, последовательно применяемым ко всем общественным и частным компаниям i) когда они не являются индивидуально значительными; ii) если услуги Группы предоставляются на стандартных условиях, доступных всем потребителям, или iii) при отсутствии выбора поставщика таких услуг, как услуги по передаче электроэнергии, телекоммуникационные услуги и т.д. Ниже представлены непогашенные остатки по операциям со связанными сторонами на 31 декабря 2025 года:

В тысячах казахстанских тенге	**Компании под общим контролем Самрук-Қазына**	**Совместные предприятия и ассо-циирован-ные компании Самрук-Энерго**	**Совместные предприя-тия и ассоцииро-ванные компании Самрук-Қазына**	**Акционеры**	**Операции с государст-венными предприя-тиями**
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	**348.895**	**11.048**	**8.254.851**	**–**	**69.175.179**
Денежные средства и их эквиваленты	**2.800**	**–**	**–**	**–**	**26.648**
Прочие оборотные активы	**1.192.504**	**24.369**	**–**	**–**	**46.133.011**
Займы полученные	**4.338.225**	**15.150.750**	**2.256**	**119.103.176**	**4.110.068**
Обязательство по финансовой аренде	**27.550**	**–**	**–**	**–**	**–**
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	**6.044.513**	**6.906.600**	**1.856**	**15.305**	**27.226.861**
Прочие обязательства	**–**	**201**	**–**	**–**	**–**

6. РАСЧЕТЫ И ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Ниже представлены непогашенные остатки по операциям со связанными сторонами на 31 декабря 2024 года:

В тысячах казахстанских тенге	Компании под общим контролем Самрук-Қазына	Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго	Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына	Акционеры	Операции с государственными предприятиями
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	234.253	20.975	2.672.642	–	42.003.545
Денежные средства и их эквиваленты	2.092.062	–	–	–	486
Прочие оборотные активы	958.036	15.355	–	–	1.973.081
Финансовые активы	–	–	–	17.803.646	
Займы полученные	–	15.613.063	2.632	120.043.610	10.635.485
Обязательство по финансовой аренде	8.773	–	–	–	–
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	6.571.443	4.622.482	1.857	20.270	16.357.672
Прочие обязательства	–	15	800	–	5.841.513

Ниже указаны статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2025 года:

В тысячах казахстанских тенге	Компании под общим контролем Самрук-Қазына	Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго	Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына	Акционеры	Операции с государственными предприятиями
Выручка	**3.028.566**	**43.590**	**93.942.935**	**–**	**313.601.736**
Себестоимость	**(67.305.884)**	**(78.295.329)**	**(279.883)**	**–**	**(83.736.168)**
Общие и административные расходы	**(679.594)**	**–**	**–**	**–**	**–**
Расходы по реализации	**(10.790.083)**	**–**	**–**	**–**	**–**
Прочие расходы	**(2.164)**	**–**	**–**	**(883)**	**(643.137)**
Прочие доходы	**1.204**	**38.967**	**390.409**	**4.515**	**–**
Финансовые доходы	**47.741**	**–**	**–**	**2.416.688**	**2.692.018**
Финансовые расходы	**(193.729)**	**(1.664.788)**	**–**	**(15.530.012)**	**(425.149)**

6. РАСЧЕТЫ И ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Ниже указаны статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившихся 2024 года:

В тысячах казахстанских тенге	**Компании под общим контролем Самрук-Қазына**	**Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго**	**Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына**	**Акционеры**	**Операции с государственными предприятиями**
Выручка	3.438.251	19.813	16.756.103	–	276.525.914
Себестоимость	(54.909.927)	(53.580.907)	(572.959)	–	(64.481.971)
Общие и административные расходы	(770.417)	–	–	–	–
Расходы по реализации	(8.613.601)	–	–	–	–
Прочие расходы	(1.632)	–	–	(3.632)	(2.272.521)
Прочие доходы	4.908	80	2.901.874	–	–
Финансовые доходы	164.358	–	–	807.278	948.796
Финансовые расходы	(76.898)	(2.060.614)	–	(10.890.932)	(1.264.340)

Ниже представлено вознаграждение ключевого управленческого персонала:

	12 месяцев, закончившиеся 31 декабря	
В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Ключевой руководящий персонал	**658.430**	337.311
Независимые директора – члены Совета директоров	**49.873**	47.281
Итого вознаграждение ключевого управленческого персонала	**708.303**	384.592

Вознаграждение ключевого управленческого персонала представляет собой заработную плату, премии и прочие краткосрочные вознаграждения работникам и вознаграждение независимым директорам – членам Совета директоров. Ключевой руководящий персонал по состоянию на 31 декабря 2025 года состоит из 7 человек (31 декабря 2024 года: 7 человек). Независимые директора – члены Совета директоров по состоянию на 31 декабря 2025 года 4 человека (31 декабря 2024 года: 4 человека).

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Ниже представлены изменения балансовой стоимости основных средств:

В тысячах казахстанских тенге	**Здания и сооружения**	**Машины и оборудование**	**Прочие**	**Незавершенное строительство**	**Итого**
Первоначальная стоимость на 1 января 2024 г.	289.835.375	804.939.043	23.216.450	249.034.101	1.367.024.969
Накопленный износ и обесценение	(125.641.209)	(412.007.658)	(10.322.856)	(11.747.846)	(559.719.569)
Балансовая стоимость на 1 января 2024 г.	**164.194.166**	**392.931.385**	**12.893.594**	**237.286.255**	**807.305.400**
Поступления	159.224	3.549.117	1.930.508	186.548.118	192.186.967
Изменение в учетной оценке *(Примечание 17)*	135.483	1.084.133	–	–	1.219.616
Перемещения	16.440.730	218.779.337	3.190.514	(238.410.581)	–
Выбытия	(222.206)	(1.121.248)	(359.410)	(29.935)	(1.732.799)
Износ	(14.213.264)	(41.738.382)	(1.720.943)	–	(57.672.589)
Износ по выбытиям	105.425	1.027.574	296.935	–	1.429.934
Восстановление обесценения	39.130	3.689	355	(12.694)	30.480
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2024 г.	306.348.606	1.027.230.382	27.978.062	197.141.703	1.558.698.753
Накопленный износ и обесценение	(139.709.918)	(452.714.777)	(11.746.509)	(11.760.540)	(615.931.744)
Балансовая стоимость на 31 декабря 2024 г.	**166.638.688**	**574.515.605**	**16.231.553**	**185.381.163**	**942.767.009**

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость на 1 января 2025 г.	**306.348.606**	**1.027.230.382**	**27.978.062**	**197.141.703**	**1.558.698.753**
Накопленный износ и обесценение	**(139.709.918)**	**(452.714.777)**	**(11.746.509)**	**(11.760.540)**	**(615.931.744)**
Балансовая стоимость на 1 января 2025 г.	**166.638.688**	**574.515.605**	**16.231.553**	**185.381.163**	**942.767.009**
Поступления	**742.498**	**8.642.182**	**3.504.114**	**398.871.391**	**411.760.185**
Изменение в учетной оценке *(Примечание 17)*	**5.209.261**	**3.583.953**	**–**	**29.995**	**8.823.209**
Перемещения	**6.843.041**	**71.466.318**	**3.505.082**	**(81.814.441)**	**–**
Выбытия	**(387.315)**	**(156.809)**	**(778.368)**	**(565.935)**	**(1.888.427)**
Износ	**(17.295.085)**	**(58.226.331)**	**(2.445.126)**	**–**	**(77.966.542)**
Износ по выбытиям	**345.259**	**54**	**708.532**	**–**	**1.053.845**
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2025 г.	**318.756.091**	**1.110.766.026**	**34.208.890**	**513.678.706**	**1.977.409.713**
Накопленный износ и обесценение	**(156.659.744)**	**(510.941.054)**	**(13.483.103)**	**(11.776.533)**	**(692.860.434)**
Балансовая стоимость на 31 декабря 2025 г.	**162.096.347**	**599.824.972**	**20.725.787**	**501.902.173**	**1.284.549.279**

Сумма поступлений включает в себя капитализированные затраты по займам в сумме 30.361.518 тысяч тенге (за 2024 год: 12.767.766 тысяч тенге), из которых выплаченное вознаграждение составило 24.266.568 тысяч тенге (2024 год: 11.781.462 тысячи тенге). *(Примечание 18)*. Средняя ставка капитализации расходов по вознаграждению составляет 16,45% (2024 год: 17,13%).

Расходы по износу отнесены на следующие статьи прибыли и убытка и основных средств за год:

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Себестоимость продаж	**76.852.732**	57.405.600
Общие и административные расходы	**1.037.136**	202.393
Прочие операционные расходы	**68.774**	57.432
Капитализированные в незавершенное строительство	**7.900**	7.164
Итого расходы по износу	**77.966.542**	57.672.589

По состоянию на 31 декабря 2025 года у Группы имеются полностью амортизированные основные средства, которые продолжают использоваться в операционной деятельности. Первоначальная стоимость таких активов составляет 24.395.546 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 36.837.670 тысяч тенге).

Данные основные средства продолжают использоваться Группой в производственной деятельности. Руководство Группы регулярно проводит анализ технического состояния активов и считает, что дальнейшее использование указанных активов является экономически целесообразным. Группа не пересматривала сроки полезного использования данных активов, поскольку они были полностью амортизированы в соответствии с установленной учетной политикой.

8. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах казахстанских тенге	**Лицензии**	**Программное обеспечение**	**Нематериальные активы на стадии разработки**	**Прочие**	**Итого**
Балансовая стоимость на 1 января 2024 г.	267.099	2.584.510	–	562.858	3.414.467
Приобретения	49.853	630.510	797.034	598.197	2.075.594
Перемещения	–	284.950	(284.950)	–	–
Амортизация	(174.343)	(665.462)	–	(9.398)	(849.203)
Переводы	–	–	445.091	–	445.091
Приобретения посредством объединения предприятий под общим контролем	17.510	441.869	–	–	459.379
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2024 г.	1.807.190	7.321.299	957.175	1.293.529	11.379.193
Накопленный износ и обесценение	(1.647.071)	(4.044.922)	–	(141.872)	(5.833.865)
Балансовая стоимость на 31 декабря 2024 г.	160.119	3.276.377	957.175	1.151.657	5.545.328

В тысячах казахстанских тенге	**Лицензии**	**Программное обеспечение**	**Нематериальные активы на стадии разработки**	**Прочие**	**Итого**
Балансовая стоимость на 1 января 2025 г.	**160.119**	**3.276.377**	**957.175**	**1.151.657**	**5.545.328**
Приобретения	**177.355**	**852.133**	**1.573.884**	**8.055**	**2.611.427**
Перемещения	**1.782**	**1.714.949**	**(1.332.518)**	**(384.213)**	**–**
Амортизация	**(167.489)**	**(797.294)**	**–**	**(63.227)**	**(1.028.010)**
Выбытия	**–**	**(377)**	**–**	**(2.722)**	**(3.099)**
Амортизация по выбытиям	**–**	**377**	**–**	**205**	**582**
Переводы	**–**	**1.259**	**548.683**	**–**	**549.942**
Восстановление обесценения	**–**	**–**	**–**	**1.909**	**1.909**
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2025 г.	**1.337.497**	**10.511.241**	**1.747.224**	**941.501**	**14.537.463**
Накопленный износ и обесценение	**(1.165.730)**	**(5.463.817)**	**–**	**(229.837)**	**(6.859.384)**
Балансовая стоимость на 31 декабря 2025 г.	**171.767**	**5.047.424**	**1.747.224**	**711.664**	**7.678.079**

Сумма приобретений включает в себя капитализированные затраты по займам в сумме 50.952 тысячи тенге (за 2024 год: ноль) *(Примечание 18)*.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

В таблице ниже представлены изменения балансовой стоимости инвестиций Группы в совместные предприятия и ассоциированные компании.

	Совместные предприятия			Ассоциированные компании					
В тысячах казахстанских тенге	**АО «СЭГРЭС-2»**	**Forum Muider Limited**	**ТОО «Кокшетау-ская ТЭЦ»**	**ТОО «Өскемен Энерго»**	**ТОО «Семей Энерго»**	**ТОО «Энергия Семиречья»**	**Altyn Dala Energy Ltd**	**ТОО «Sauran Solar Power»**	**Итого**
Остаток на 1 января 2024 г.	10.695.459	79.941.043	–	–	–	1	–	–	90.636.503
Вклады в уставный капитал	–	–	2.069.000	–	–	–	25.000	–	2.094.000
Доля в убытке за год	(5.363.967)	(456.103)	(15.821)	–	–	–	(20.019)	–	(5.855.910)
Доля в прочем совокупном доходе/(убытке)	79.210	(83.293)	–	–	–	–	–	–	(4.083)
Остаток на 31 декабря 2024 г.	**5.410.702**	**79.401.647**	**2.053.179**	**–**	**–**	**1**	**4.981**	**–**	**86.870.510**
Вклады в уставный капитал	**–**	**–**	**7.518.200**	**123.213**	**319.290**	**–**	**156.000**	**140.093**	**8.256.796**
Доля в прибыли/(убытке) за год	**(3.491.375)**	**13.414.781**	**43.766**	**(73.680)**	**(104.396)**	**–**	**(40.431)**	**(36.263)**	**9.712.402**
Доля в прочем совокупном доходе	**–**	**14.505**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**14.505**
Обесценение и условное выбытие инвестиции в совместное предприятие	**–**	**(15.733.564)**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(15.733.564)**
Переводы в активы для продажи	**–**	**(77.097.369)**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(77.097.369)**
Остаток на 31 декабря 2025 г.	**1.919.327**	**–**	**9.615.145**	**49.533**	**214.894**	**1**	**120.550**	**103.830**	**12.023.280**

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Совместные предприятия

На 31 декабря 2025 года Группа имеет доли владения в следующих совместных предприятиях:

- Станция Экибастузская ГРЭС-2 – 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»;
- ТОО «Кокшетауская ТЭЦ» - 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит Самрук-Қазына;
- ТОО «Өскемен Энерго» - 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит Самрук-Қазына;
- ТОО «Семей Энерго» - 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит Самрук-Қазына;

Forum Muider Limited

В течение 2025 года компания Forum Muider Limited в рамках дополнительной эмиссии выпустила и разместила 7.779 акций в пользу нового инвестора (далее – Инвестор). В результате, с 24 сентября 2025 года доля АО «Самрук-Энерго» в акционерном капитале Forum Muider Limited снизилась с 50% до 35%. Аналогично снизилась и доля Miradore Enterprises Limited (РУСАЛ) с 50% до 35%. По итогам дополнительной эмиссии акционерами Forum Muider Limited являются: АО «Самрук-Энерго» – 35%, Miradore Enterprises Limited (РУСАЛ) – 35%, Инвестор – 30%.

30 декабря 2025 года между АО «Самрук-Энерго» и Инвестором был заключен договор по продаже оставшейся 35%-ной доли Группы в акционерном капитале Forum Muider Limited («Договор»). Договор содержит ряд отлагательных условий, одним из которых является подписание АО «Самрук-Энерго», Forum Muider Limited, Инвестора и ТОО «Богатырь Комир» и иными соответствующими сторонами (если имеются) Договора о принятии обязательств (Deed of undertaking) о правовом механизме объявления и выплаты дивидендов в пользу АО «Самрук-Энерго» и Miradore Enterprises Limited (дивиденды за прошлые периоды на уровне ТОО «Богатырь Комир» и Forum Muider Limited) в соответствии с порядком и пунктами Соглашения акционеров от 24 сентября 2025 года и в соответствии с условиями Договора о принятии обязательств (Deed of undertaking). Руководство считает, что отлагательные условия будут выполнены и реализация оставшейся 35%-ной доли Группы в акционерном капитале Forum Muider Limited будет завершена в 2026 году.

Соответственно, на 31 декабря 2025 года Группа классифицировала инвестицию в Forum Muider Limited как актив, предназначенный для продажи. Баланс актива, предназначенного для продажи, на 31 декабря 2025 года, составляет 77.097.369 тысяч тенге. В течение года, закончившегося 31 декабря 2025 года, Группа признала убыток от обесценения и условного выбытия инвестиции в размере 15.733.564 тысячи тенге.

Ассоциированные компании

На 31 декабря 2025 года Группа имеет доли владения в следующих ассоциированных компаниях:

- ТОО «Энергия Семиречья» - 25%. Остальная 75% доля владения принадлежит: «Hydrochina Corporation» (доля участия 50%); «Powerchina Chegdu Engineering Corporation» (доля участия 15%); и Powerchina Resourses Ltd (доля участия 10%);
- Частная компания Altyn Dala Energy Ltd - доля участия 25% через Qazaq Green Power PLC. Остальная 75% доля владения принадлежит ТОО «TUMAR COMMERCE»;
- ТОО «Sauran Solar Power» - доля участия 30% через Qazaq Green Power PLC. Остальная 70% доля владения принадлежит Dutch Green Power Investment B.V.;
- Kyzylorda Energy Ltd - 30%. Остальная 70% доля владения принадлежит UCC Holding. Балансовая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2025 года равна нулю;
- ТОО «Karaganda Wind Power» - доля участия 30% через Qazaq Green Power PLC. Остальная 70% доля владения принадлежит Gezhouba International FZE. Балансовая стоимость инвестиции по состоянию на 31 декабря 2025 года равна нулю.

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ассоциированные компании (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация совместных предприятий и ассоциированных компаний на 31 декабря 2025 года, а также за год, закончившийся на эту дату:

В тысячах казахстанских тенге	АО «СЭГРЭС-2» 31 декабря 2025 г.	Forum Muider Limited 31 декабря 2025 г.	ТОО «Кокше-тауская ТЭЦ» 31 декабря 2025 г.	ТОО «Өскемен Энерго» 31 декабря 2025 г.	ТОО «Семей Энерго» 31 декабря 2025 г.	ТОО «Энергия Семиречья» 31 декабря 2025 г.	Altyn Dala Energy Ltd 31 декабря 2025 г.	ТОО «Sauran Solar Power» 31 декабря 2025 г.
Оборотные активы в т. ч.	**27.871.885**	**142.053.803**	**618.002**	**121.739**	**82.571**	**1.998.714**	**2.318.169**	**492.371**
Денежные средства и их эквиваленты	**2.637.554**	**48.659.220**	**574.493**	**113.161**	**71.089**	**505.133**	**2.303.750**	**11.419**
Внеоборотные активы	**313.943.541**	**184.224.342**	**20.044.471**	**71.244**	**574.860**	**26.662.322**	**501.343**	**319.418**
Краткосрочные обязательства в т. ч.	**(65.551.280)**	**(63.801.356)**	**(1.427.230)**	**(93.917)**	**(211.045)**	**(29.223.561)**	**(2.336.641)**	**(148.465)**
Краткосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей кредиторской задолженности и резервов)	**(57.521.442)**	**(45.533.590)**	**(158.717)**	**(23.638)**	**(168.596)**	**(28.615.051)**	**(2.335.286)**	**(134.034)**
Долгосрочные обязательства в т. ч.	**(272.425.492)**	**(53.005.255)**	**(4.953)**	**–**	**(16.598)**	**(481)**	**–**	**(184.202)**
Долгосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей кредиторской задолженности и резервов)	**(270.139.498)**	**(49.549.396)**	**(4.953)**	**–**	**(16.598)**	**–**	**–**	**(184.202)**
Чистые активы	**3.838.654**	**209.471.534**	**19.230.290**	**99.066**	**429.788**	**(563.006)**	**482.871**	**479.122**
Доля Группы	**50%**	**35%**	**50%**	**50%**	**50%**	**25%**	**25%**	**30%**
Доля Группы в чистых активах	**1.919.327**	**–**	**9.615.145**	**49.533**	**214.894**	**1**	**120.550**	**103.830**
Выручка	**81.045.407**	**192.216.149**	**–**	**–**	**–**	**6.438.314**	**–**	**–**
Износ и амортизация основных средств и нематериальных активов	**(4.213.694)**	**(13.744.226)**	**(16.269)**	**(161)**	**(1.440)**	**(1.581.211)**	**(17.557)**	**–**
Убыток от обесценения нефинансовых активов	**(10.024.826)**	**2.040.443**	**354**	**–**	**(5)**	**–**	**–**	**–**
Процентный доход	**1.040.477**	**9.001.655**	**1.135.889**	**13.587**	**9.573**	**17.575**	**17.610**	**–**
Процентный расход	**(13.517.400)**	**(9.469.361)**	**(12.350)**	**–**	**(1.509)**	**(1.968.513)**	**(24.550)**	**–**
Расходы по подоходному налогу	**(3.766.533)**	**(6.825.582)**	**(110.004)**	**(2.492)**	**–**	**–**	**–**	**–**
Прибыль/(убыток) за год	**(6.982.751)**	**32.429.683**	**87.532**	**(147.360)**	**(208.792)**	**8.686.503**	**(161.724)**	**(120.878)**
Прочий совокупный доход/(убыток) за год	**–**	**10.707**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
Итого совокупный доход/(убыток)	**(6.982.751)**	**32.440.390**	**87.532**	**(147.360)**	**(208.792)**	**8.686.503**	**(161.724)**	**(120.878)**

9. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

Ассоциированные компании (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация совместных предприятий и ассоциированных компаний на 31 декабря 2024 года, а также за год, закончившийся на эту дату:

В тысячах казахстанских тенге	АО «СЭГРЭС-2» 31 декабря 2024 г.	Forum Muider Limited 31 декабря 2024 г.	ТОО «Кокшетау-ская ТЭЦ» 31 декабря 2024 г.	ТОО «Өскемен Энерго» 31 декабря 2024 г.	ТОО «Семей Энерго» 31 декабря 2024 г.	ТОО «Энергия Семиречья» 31 декабря 2024 г.	Altyn Dala Energy Ltd 31 декабря 2024 г.	ТОО «Sauran Solar Power» 31 декабря 2024 г.
Оборотные активы в т. ч.	23.952.139	90.157.073	4.037.983	–	–	3.915.822	6.919	–
Денежные средства и их эквиваленты	3.375.496	4.486.155	4.012.934	–	–	2.192.263	4.139	–
Внеоборотные активы	107.874.141	195.986.986	90.160	–	–	26.739.494	94.804	–
Краткосрочные обязательства в т. ч.	(20.199.616)	(113.334.578)	(19.274)	–	–	(34.848.584)	(59.250)	–
Краткосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей кредиторской задолженности резервов)	(14.283.731)	(96.017.139)	(10.508)	–	–	(34.196.292)	(40.588)	–
Долгосрочные обязательства в т. ч.	(100.805.260)	(14.006.187)	(2.511)	–	–	–	(22.549)	–
Долгосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей кредиторской задолженности резервов)	(95.041.994)	(10.875.373)	(2.511)	–	–	–	–	–
Чистые активы	10.821.404	158.803.294	4.106.358	–	–	(4.193.268)	19.924	–
Доля Группы	50%	50%	50%	50%	50%	25%	25%	30%
Доля Группы в чистых активах	5.410.702	79.401.647	2.053.179	–	–	1	4.981	–
Выручка	79.525.179	138.480.813	–	–	–	6.276.575	–	–
Износ и амортизация основных средств и нематериальных активов	(3.876.899)	(12.466.332)	(1.195)	–	–	(2.940.593)	(16.337)	–
Убыток от обесценения нефинансовых активов	(18.524.342)	–	–	–	–	–	–	–
Процентный доход	449.356	5.630.117	–	–	–	66.668		–
Процентный расход	(12.368.152)	(11.520.690)	(99.869)	–	–	(2.052.092)	(6.645)	–
Расходы по подоходному налогу	(6.679.839)	(20.679)	(2.511)	–	–	–	–	–
Убыток за год	**(10.727.933)**	**(912.206)**	**(31.642)**	**–**	**–**	**(9.411.663)**	**(80.075)**	**–**
Прочий совокупный доход/(убыток) за год	158.419	(166.586)	–	–	–	–	–	–
Итого совокупный убыток	**(10.569.514)**	**(1.078.792)**	**(31.642)**	**–**	**–**	**(9.411.663)**	**(80.075)**	**–**

По состоянию на 31 декабря 2025 года доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 406.049 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 2.437.656 тысяч тенге).

10. ЗАЙМЫ ВЫДАННЫЕ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Займы, учитываемые по амортизированной стоимости	**4.343.667**	–
Дебиторская задолженность по финансовой аренде	**968.452**	–
Резерв под ожидаемые кредитные убытки по займам выданным	**(5.442)**	–
Итого займы выданные	**5.306.677**	–
Долгосрочная часть	963.569	–
Краткосрочная часть	4.343.108	–
Итого займы выданные	**5.306.677**	–

5 декабря 2025 года между Группой и АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (далее – АО СЭГРЭС-2) подписано соглашение о предоставлении займа в размере, не превышающем 13.000.000 тысяч тенге на финансирование расходов по выплате купонного вознаграждения в рамках облигационной программы АО СЭГРЭС-2, связанной с реализацией инвестиционного проекта «Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока ст. №3». В течение 2025 года Компания выдала займы СЭГРЭС-2 в сумме 4.218.221 тысяча тенге. Ставка вознаграждения 14,5% годовых. Срок предоставления займа до 26 декабря 2026 года, с возможностью автоматической пролонгации на каждый последующий календарный год. Заем предоставляется без обеспечения.

11. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Облигации	**547.787**	485.919
Денежные средства с ограничением в использовании	**310.849**	270.955
Прочие внеоборотные финансовые активы	**4.730**	10.609
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(10.252)**	(7.398)
Итого прочие финансовые внеоборотные активы	**853.114**	760.085
Предоплаты по внеоборотным активам	**129.164.169**	148.544.769
Долгосрочный НДС к возмещению	**54.754**	54.754
Прочие внеоборотные активы	**4.011.744**	3.974.175
Минус: резерв на обесценение	**(15.322.524)**	(15.512.539)
Итого прочие нефинансовые внеоборотные активы	**117.908.143**	137.061.159
Итого прочие внеоборотные активы	**118.761.257**	137.821.244

Прочие внеоборотные активы за вычетом резерва на обесценение включают авансы и предоплаты за следующие услуги капитального характера и основные средства:

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3	**43.486.389**	33.445.459
Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду	**32.772.988**	56.143.800
Реконструкция и модернизация топливоподачи ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова»	**28.884.977**	38.857.777
Строительство ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау	**15.188.609**	15.376.102
Строительство дымовой трубы ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова»	**3.166.079**	–
Прочие	**5.665.127**	4.721.631
Итого предоплаты по внеоборотным активам	**129.164.169**	148.544.769

12. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Вспомогательные производственные материалы (по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации)	**12.412.960**	13.349.058
Топливо (по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации)	**13.515.299**	11.296.676
Запасные части (по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации)	**7.457.549**	3.409.470
Сырье (по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации)	**94.512**	49.208
Прочие материалы (по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации)	**1.201.659**	931.156
Итого товарно-материальные запасы по наименьшей из себестоимости и чистой цены реализации	**34.681.979**	29.035.568

На 31 декабря 2025 года и 31 декабря 2024 года товарно-материальные запасы не были предоставлены в качестве обеспечения по заемным средствам.

В течение 2025 года Группа признала расходы в отношении запасов, отраженных по чистой стоимости реализации в размере 696.554 тысячи тенге (2024 год: 318.089 тысяч тенге). Данная сумма отражена в статье «Себестоимость продаж» *(Примечание 22)*.

13. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Торговая дебиторская задолженность по основной деятельности	**114.755.120**	75.933.591
Дебиторская задолженность по операционной аренде	**8.216.406**	1.563.444
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(6.087.095)**	(2.836.594)
Итого финансовая дебиторская задолженность	**116.884.431**	74.660.441
Прочая дебиторская задолженность	**769.285**	1.547.626
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(329.847)**	(1.498.534)
Итого дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	**117.323.869**	74.709.533

Вся финансовая дебиторская задолженность группы выражена в тенге.

Ниже представлено движение резерва по ожидаемым кредитным убыткам:

	2025 г.		2024 г.	
В тысячах казахстанских тенге	**Дебиторская задолженность по основной деятельности**	**Прочая дебиторская задолженность**	Дебиторская задолженность по основной деятельности	Прочая дебиторская задолженность
Резерв на 1 января	**2.836.594**	**1.498.534**	2.300.916	2.014.456
Начисление	**4.784.056**	**138.981**	1.648.376	3.339.794
Восстановление	**(1.533.322)**	**(1.305.801)**	(580.651)	(3.853.821)
Списание	**(233)**	**(1.867)**	(532.047)	(1.895)
Резерв на 31 декабря	**6.087.095**	**329.847**	2.836.594	1.498.534

Уровни дефолта и расчет резерва под кредитные убытки раскрыты в *Примечании 32*.

14. ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Облигации и ценные бумаги	**42.767.443**	18.083.266
Денежные средства, ограниченные в использовании	**305.005**	547.915
Прочие оборотные финансовые активы	**163.677**	305.005
Прочая дебиторская задолженность	**120.091**	139.339
Срочные депозиты	**5.948**	3.270
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(591.058)**	(612.810)
Итого прочие финансовые оборотные активы	**42.771.106**	18.465.985
Авансы поставщикам	**11.528.854**	5.152.018
НДС к возмещению и предоплаты по налогам	**11.222.970**	3.515.276
Прочие нефинансовые оборотные активы	**2.831.028**	2.778.584
Минус: резерв на обесценение	**(413.151)**	(418.732)
Итого прочие оборотные активы	**67.940.807**	29.493.131

На 31 декабря 2025 года облигации и ценные бумаги включают Ноты Национального Банка РК на сумму 42.749.241 тысячу тенге. Все облигации и ценные бумаги Группы номинированы в тенге.

В 2024 году Группой были приобретены краткосрочные облигации АО «ФНБ «Самрук-Казына» на общую сумму 17.000.000 тысяч тенге, сроком до 1 года. Купонная ставка вознаграждения рассчитывается как средний уровень базовых ставок, установленных НБРК в течение купонного периода, за вычетом фиксированной маржи в размере 0,75%. В течение 2025 года АО «ФНБ «Самрук-Казына» осуществило полное погашение указанных облигаций.

4 июня 2025 года Группой были приобретены краткосрочные облигации АО «ФНБ «Самрук-Казына» на общую сумму 6.000.000 тысяч тенге, сроком до конца 2025 года. Купонная ставка вознаграждения рассчитывается как среднее базовых ставок, установленных НБРК в течение купонного периода, за вычетом фиксированной маржи в размере 0,75%. В течение 2025 года АО «ФНБ «Самрук-Казына» осуществило полное погашение указанных облигаций.

Также, в течение 2025 года, Группой были приобретены Ноты Национального Банка РК на общую сумму 217.048.420 тысяч тенге, при этом Ноты Национального Банка РК на общую сумму 174.977.857 тысяч тенге были погашены. На 31 декабря 2025 и 2024 годов облигации и ценные бумаги учитываются Группой по амортизируемой стоимости и были выражены в тенге.

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с другими банками с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев	**61.217.276**	81.546.780
Срочные депозиты	**25.332.096**	11.124.039
Денежные средства на текущих банковских счетах	**2.035.719**	2.265.408
Денежные средства в кассе	**16.382**	20.081
Минус: резерв на ожидаемые кредитные убытки	**(8.419)**	(4.013)
Итого денежные средства и их эквиваленты	**88.593.054**	94.952.295

Денежные средства и их эквиваленты выражены в следующих валютах:

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Тенге	**88.566.155**	94.951.744
Евро	**–**	551
Доллар	**2.805**	–
Прочие валюты	**24.094**	–
Итого денежные средства и их эквиваленты	**88.593.054**	94.952.295

16. КАПИТАЛ

Акционерный капитал

2025 год

На 31 декабря 2025 года 7.198.467 выпущенных простых акций были полностью оплачены в размере 538.908.267 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 6.952.267 акций в размере 507.435.225 тысяч тенге). Каждая простая акция предоставляет право одного голоса. Компания не имеет привилегированных акций. Количество объявленных акций равняется 8.602.187 акций (31 декабря 2024 года: 8.602.187 акций). На 31 декабря 2025 года Самрук-Қазына является 100% акционером Компании (2024 год: 100%).

4 июня 2025 года АО «ФНБ «Самрук-Қазына» приобрело 50.000 акций Компании по цене размещения 129.095 тенге 90 тиын, за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 6.454.795 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки в целях дальнейшей капитализации АО «АлЭС» в рамках реализации проекта «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3».

22 июля 2025 года АО «Самрук-Қазына» приобрело 196.200 акций Компании по цене размещения 127.514 тенге за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 25.018.247 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки в целях дальнейшей капитализации ТОО «Кокшетауская ТЭЦ» в рамках реализации проекта «Строительство угольной теплоэлектроцентрали в городе Кокшетау».

2024 год

2 мая 2024 года АО «ФНБ «Самрук-Қазына» передало Компании 100% доли участия в ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС» и в АО «Усть-Каменогорская ГЭС» (далее - Шульбинской ГЭС и УК ГЭС), в счет оплаты эмиссии акций Компании стоимостью 36.224.485 тысяч тенге и 23.505.742 тысячи тенге в количестве 375.500 и 260.000 акций, соответственно. Данные операции представляют собой объединение предприятий под общим контролем и учитываются ретроспективно по методу объединения интересов на основе балансовой стоимости активов и обязательств Шульбинской ГЭС и УК ГЭС, отраженных в бухгалтерских книгах предшественника, т.е. Самрук-Қазына *(Примечание 2)*. В результате данных операций акционерный капитал Группы в 2024 году был увеличен на 59.730.227 тысяч тенге. Разница между номинальной стоимостью выпущенных акций и балансовой стоимостью чистых активов Шульбинской ГЭС и УК ГЭС была отражена в составе нераспределенной прибыли.

16. КАПИТАЛ (продолжение)

4 сентября 2024 года, Самрук-Қазына приобрело 4.800 акции Компании по цене размещения 861.875 тенге, за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 4.137.000 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки, в целях пополнения уставного капитала ТОО «Кокшетауская ТЭЦ».

Сверка выпущенных и объявленных простых акций представлена ниже:

В тысячах казахстанских тенге	**Количество выпущенных простых акций [штук]**	**Цена размещения за одну акцию [тенге]**	**Уставный капитал**
На 1 января 2024 г.	6.311.967		443.567.998
Акции, выпущенные в течение периода:			
Акции, выпущенные и оплаченные взносами государственных долей участия в дочерних организациях и совместном предприятии	375.500 260.000	96.470 90.406,70	36.224.485 23.505.742
Акции, выпущенные и оплаченные денежными средствами	4.800	861.875,00	4.137.000
На 31 декабря 2024 г.	**6.952.267**		**507.435.225**
Акции, выпущенные в течение периода:			
Акции, выпущенные и оплаченные денежными средствами	**50.000** **196.200**	**129.095,90** **127.514**	**6.454.795** **25.018.247**
На 31 декабря 2025 г.	**7.198.467**		**538.908.267**

По состоянию на 31 декабря 2025 года 7.198.467 акций Группы полностью оплачены (на 31 декабря 2024 года: 6.952.267 акций).

Дивиденды

11 апреля 2024 года ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС» и АО «Усть-Каменогорская ГЭС» объявили о выплате дивидендов в пользу АО «ФНБ «Самрук-Қазына» в размере 3.249.965 и 1.000.000 тысяч тенге. Дивиденды были выплачены в 2024 году. Данные дивиденды были объявлены до даты передачи указанных компаний в Группу (2 мая 2024 года) и представляют собой распределение прибыли предыдущему собственнику до объединения под общим контролем.

25 апреля 2024 года Группа объявила о выплате дивидендов единственному акционеру в размере 20.565.904 тысячи тенге – 3.258,24 тенге за акцию. Дивиденды были полностью выплачены 24 июля 2024 года.

10 апреля 2025 года Группа объявила о выплате дивидендов единственному акционеру в размере 20.565.918 тысяч тенге – 2.958,16 тенге за акцию. 9 июля 2025 года Группа полностью выплатила дивиденды.

22 мая 2025 года и 12 сентября 2025 года АО «Бухтарминская ГЭС» объявила о выплате дивидендов по привилегированным акциям в размере 485.151 тысячу тенге – 833,79 тенге за акцию за 2024 год и 2.072.989 тысяч тенге – 3.562,69 тенге за акцию за первое полугодие 2025 года, соответственно *(Примечание 30)*.

16. КАПИТАЛ (продолжение)

Прочие операции с Акционером

В соответствии с поручением Правительства РК после аварийного сбоя теплоснабжения в городе Экибастуз рассмотрен вопрос о капитальной модернизации Экибастузской ТЭЦ. В то же время, учитывая отсутствие финансовых и технических возможностей у местных исполнительных органов по поддержанию и развитию станции, являющейся собственностью акимата города Экибастуза, Правительство поручило Самрук-Энерго заключить договор доверительного управления с Акиматом города Экибастуз со сроком до июня 2027 года, передав Группе активы Экибастузской ТЭЦ. В свою очередь Группа обязана провести капитальные ремонты активов за счет собственных средств. По истечении срока договора Группа должна вернуть переданные активы в состоянии, обеспечивающем их нормальную эксплуатацию и бесперебойное теплоснабжение населения. Поскольку решение о заключение договора доверительного управления, включающего обязательство по капитальному ремонту активов Экибастузской ТЭЦ было принято конечным акционером Группы и носит директивный характер, такие операции рассматриваются как «прочие операции с акционером» согласно учетной политике Группы. Группа не извлекает никаких экономических выгод из данного договора, поэтому он считается обременительным. Соответственно, Группа оценила стоимость капитального ремонта Экибастузской ТЭЦ и создала резерв для обязательств по капитальному ремонту, а также в консолидированном отчете об изменениях в капитале отразила их как прочие операции с акционером. В консолидированном отчете о финансовом положении на 31 декабря 2025 года прочий долгосрочный резерв составил 1.651.153 тысячи тенге и прочий краткосрочный резерв – 2.801.881 тысячу тенге (на 31 декабря 2024 года: 4.030.672 тысячи тенге и 4.843.000 тысяч тенге). На 31 декабря 2025 года Группа произвела передачу произведенных капитальных работ активов акимату города Экибастуз на сумму 5.288.603 тысячи тенге (2024 год: 3.723.198 тысяч тенге).

17. РЕЗЕРВ ПОД ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ АКТИВОВ

Ниже представлено движение по резерву под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов:

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**2025 г.**	2024 г.
Резерв на 1 января		**24.069.220**	20.810.977
Начислено за год		**76.861**	–
Изменение в учетной оценке через основные средства	7	**8.674.855**	983.639
Изменение в учетной оценке, отраженное в прочих операционных доходах		**(31.989)**	–
Амортизация дисконта	26	**2.706.289**	2.345.145
Использование резерва		**(498.928)**	(70.541)
Итого резерв под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов на 31 декабря		**34.996.308**	24.069.220

Ниже представлено движение по резерву на ликвидацию золоотвалов:

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**2025 г.**	2024 г.
Резерв на 1 января		**3.739.349**	3.143.439
Изменение в учетной оценке через основные средства	7	**148.354**	235.977
Изменение в учетной оценке, отраженное в прочих операционных доходах		**(603.058)**	265.393
Амортизация дисконта	26	**432.128**	388.311
Использование резерва		**(371.541)**	(293.771)
Итого резерв на ликвидацию золоотвалов на 31 декабря		**3.345.232**	3.739.349

17. РЕЗЕРВ ПОД ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ АКТИВОВ (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Долгосрочная часть	**35.783.926**	26.900.279
Краткосрочная часть	**2.557.614**	908.290
Итого резерв под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов и резерв на ликвидацию золоотвалов	**38.341.540**	27.808.569

18. ЗАЙМЫ И ОБЛИГАЦИИ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Долгосрочная часть		
Срочные банковские займы	**356.022.847**	163.230.819
Заем от Самрук-Қазына	**80.941.219**	81.042.825
Выпущенные облигации	**39.241.931**	44.452.414
Займы от потребителей	**556.385**	678.592
Итого займы и облигации – долгосрочная часть	**476.762.382**	289.404.650
Краткосрочная часть		
Срочные банковские займы	**74.416.819**	32.539.739
Заем от Богатырь-Комир	**15.150.750**	15.613.063
Заем от Самрук-Қазына	**8.991.937**	2.761.153
Выпущенные облигации	**8.525.734**	32.332.561
Займы от потребителей	**472.369**	447.234
Итого займы и облигации – краткосрочная часть	**107.557.609**	83.693.750
Итого займы	**584.319.991**	373.098.400

В таблице ниже представлен анализ суммы чистого долга и изменений в обязательствах Группы, возникающих в результате финансовой деятельности, для каждого из представленных периодов. Статьи этих обязательств отражены в консолидированном отчете о движении денежных средств в составе финансовой деятельности.

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**2025 г.**	2024 г.
Займы на 1 января		**373.098.400**	270.194.079
Поступления по займам полученным и выпущенным облигациям		**288.021.166**	224.101.574
Погашение займов		**(89.914.554)**	(131.137.015)
Капитализированное вознаграждение	7, 8	**30.412.470**	12.767.766
Капитализированное вознаграждение, отраженное в движении денежных средств от инвестиционной деятельности (приобретения основных средств)	7	**(24.266.568)**	(11.781.462)
Процентные расходы		**30.150.416**	27.068.770
- начисление вознаграждения	24	**21.133.868**	18.971.530
- отмена дисконта приведенной стоимости	24	**9.016.548**	8.097.240
Вознаграждение уплаченное		**(20.580.237)**	(16.916.632)
Начисление дисконта при первоначальном признании полученного займа		**–**	(1.345.613)
Корректировки по курсовым разницам		**147**	4.854
Прочие		**(2.601.249)**	142.079
Займы на 31 декабря		**584.319.991**	373.098.400

18. ЗАЙМЫ И ОБЛИГАЦИИ (продолжение)

Долгосрочные займы Группы включают сумму в размере 356.022.847 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 163.230.819 тысяч тенге), по которым действуют финансовые и нефинансовые ковенанты. Несоблюдение указанных условий может предоставить кредиторам право потребовать досрочного погашения соответствующих обязательств.

По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа соблюдала все финансовые и нефинансовые ковенанты.

АО «Самрук-Энерго»

АО «ФНБ «Самрук-Қазына»

17 марта 2010 года Компания подписала кредитное соглашение с АО «ФНБ «Самрук-Қазына» на сумму 48.200.000 тысяч тенге с целью рефинансирования долга в результате приобретения 50% доли в Forum Muider Limited. Заем предоставлен под процентную ставку в размере 1,2% годовых, со сроком погашения не позднее 17 сентября 2029 года. Основная сумма подлежит погашению равными ежегодными платежами, а проценты выплачиваются полугодовыми взносами, начиная со следующего отчетного года после получения займа. В течение 2025 года Компания произвела частичное погашение основного долга на сумму 2.381.109 тысяч тенге.

В течение 2024 года Компания подписала дополнительное соглашение о продлении срока кредитного соглашения с АО «ФНБ «Самрук-Қазына» с целью финансирования строительства подстанции АО «Алатау Жарык Компаниясы» до 25 декабря 2026 года, с изменением ставки вознаграждения по займу, равной средневзвешенной инфляции за 10 лет, предшествующих на начало отчетного года. Руководство считает, что такое изменение в условиях займа должно учитываться как прекращение признания изначального займа и признание нового займа по справедливой стоимости. Компания признала доход от первоначального признания займа в сумме 1.345.614 тысяч тенге в составе прочего резервного капитала.

16 января 2014 года Компания подписала кредитное соглашение с АО «ФНБ «Самрук-Қазына» на сумму 200.000.000 тысяч тенге в целях приобретения оставшейся доли участия в ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Булата Нуржанова» (далее – «ЭГРЭС-1»). Основная сумма подлежит выплате 1 декабря 2028 года, а проценты выплачиваются полугодовыми взносами по ставке 7,8%.

3 октября 2014 года сумма основного долга в размере 100.000.000 тысяч тенге была конвертирована в акции Компании. Процентная ставка по оставшейся сумме основного долга была установлена в размере 9% годовых.

25 декабря 2015 года процентная ставка по сумме основного долга была уменьшена до 1% годовых.

Азиатский Банк Развития

8 ноября и 5 декабря 2018 года Компания открыла не возобновляемые кредитные линии на сумму 120 миллионов долларов США в Азиатском Банке Развития для целей повышения операционной эффективности основных видов деятельности и идентификация возможностей, связанных с возобновляемыми источниками энергии. В 2019 году Компания получила три транша по кредитным линиям на общую сумму 45.860.800 тысяч тенге со сроками погашения транша А и В через 5 лет, транша С через 7 лет. Процентная ставка устанавливается на основе прироста фактических показателей инфляции Республики Казахстан (All-in cost), плюс маржа банка (3,75% по Траншам А и В, 4,50% по Траншу С). В 2022 году транши А и В были досрочно погашены в полном объеме). По состоянию на 31 декабря 2025 года остаток по траншу С на сумму 15.234.400 тысяч тенге был полностью переведен в краткосрочную часть.

Евразийский банк развития

30 июня 2023 года Компанией был получен заем в Евразийском банке развития на сумму 6.626.296 тысяч тенге со сроком погашения 31 октября 2034 года. Целевое назначение - предоставление займа ТОО «Ereymentau Wind Power» в целях погашения основного долга дочерней организации перед Евразийским банком развития. Процентная ставка – 11,5% годовых до 31 октября 2026 года. С 1 ноября 2026 года и до полного погашения основного долга процентная ставка равна сумме базовой ставки Национального Банка Казахстана и маржи в 2,25% годовых.

18. ЗАЙМЫ И ОБЛИГАЦИИ (продолжение)

ТОО «Богатырь Комир»

В течение 2022 года Группа получила займы у ТОО «Богатырь Комир» (дочерняя компания совместного предприятия материнской компании Forum Muider Limited) на общую сумму 12.482.770 тысяч тенге сроком на 12 месяцев с условием погашения основного долга и вознаграждения в конце срока займов.

В июле и ноябре 2023 года сроки займов были продлены на год, годовая ставка вознаграждения была установлена на уровне базовой ставки Национального банка Республики Казахстан, действующей на дату выдачи траншей, плюс маржа 3% годовых. В сентябре 2024 года сроки займов были продлены на 1 год, годовая ставка вознаграждения была установлена на уровне базовой ставки Национального банка Республики Казахстан, действующей на дату выдачи траншей, плюс маржа 2% годовых.

В течение 2025 года АО «Самрук-Энерго» подписало с ТОО «Богатырь Комир» дополнительные соглашения о продлении сроков займов до 19 июля 2026 и 8 ноября 2026 года. Группа проанализировала изменения условий указанных займов в соответствии с требованиями МСФО 9 и пришла к выводу, что модификация условий займов не является существенной. В связи с этим прекращение признания первоначальных финансовых обязательств не производилось, а изменения условий были учтены как модификация существующих финансовых обязательств.

13 января 2025 года Компания выплатила ТОО «Богатырь-Комир» 1.500.000 тысяч тенге в счет частичного погашения основной суммы долга по полученным займам и 533.035 тысяч тенге вознаграждения по займам.

АО «Самрук-Энерго» (продолжение)

Облигации

В ноябре 2018 года Группа выпустила и разместила облигации на сумму 21.736.200 тысяч тенге, номинальной стоимостью 1,000 тенге за 1 облигацию со сроком на семь лет. Купонная процентная ставка составила 11,2% годовых и подлежит оплате дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2025 года облигации полностью погашены.

25 ноября 2021 года Компания выпустила и разместила зеленые облигации в количестве 184 штук на сумму 18.400.000 тысяч тенге, номинальной стоимостью 100.000.000 тенге за 1 облигацию со сроком на 6,5 лет. Купонная процентная ставка составила 11.4 % годовых и подлежит оплате дважды в год.

19 сентября 2024 года АО «Самрук-Энерго» выпустило амортизированные купонные облигации на сумму в 34.736.552 тыс. тенге в рамках программы управления ликвидностью на площадке Astana International Exchange по плавающей ставке в НБРК +1% со сроком обращения до 19 сентября 2029 года.

АО «Алматинские электрические станции»

АО «Народный банк Казахстана»

В течение 2025 года в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» получены займы на пополнение оборотных средств на общую сумму 24.128.169 тысяч тенге по ставке вознаграждения 17,25%, 18,5%, 20%.

В течение 2025 года в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» получены займы на проект «Реконструкция ТЭЦ-3», в том числе возмещение ранее понесенных затрат, связанных с реализацией проекта «Реконструкция ТЭЦ-3» на общую сумму 47.293.210 тысяч тенге по ставке вознаграждения Базовая ставка НБ РК+1,5%.

В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2025 года, произведены погашения основного долга по краткосрочным займам от АО «Народный банк Казахстана» на общую сумму 18.337.098 тысяч тенге, в том числе досрочно на сумму 15.977.444 тысяч тенге.

18. ЗАЙМЫ И ОБЛИГАЦИИ (продолжение)

Банк Развития Казахстана

29 декабря 2025 года в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии с АО «Банк Развития Казахстана» от 8 июня 2023 года, Компания получила первый транш на сумму 55.150.789 тысяч тенге по ставке вознаграждения TONIA + 2,1% + 0,73%.

Европейский Банк Реконструкции и Развития

В течение 2025 года получены траншы на общую сумму в размере 49.706.453 тысяч тенге по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».

В течение 2025 года было произведено погашение основного долга в размере 1.734.000 тысяч тенге, начисленного вознаграждения в размере 8.725.170 тысяч тенге, согласно договору займа от 25 ноября 2022 года, заключенному с Европейским банком реконструкции и развития.

Азиатский Банк Развития

В течение 2025 года получены траншы на общую сумму в размере 55.659.919 тысяч тенге в рамках кредитного соглашения от 9 июня 2023 года, по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».

АО «Алматинские электрические станции» (продолжение)

Азиатский Банк Развития (продолжение)

В течение 2025 года было произведено погашение основного долга в размере 600.000 тысяч тенге и начисленного вознаграждения в размере 3.470.908 тысяч тенге, согласно кредитному соглашению от 9 июня 2023 года, заключенному с Азиатским банком развития.

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б.Нуржанова»

В течение 2025 года в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» получены займы на проект «Реконструкция Топливоподачи» в сумме 10.038.688 тысяч тенге (ставка вознаграждения 18,5% - 20,63%), на проект «Строительство Дымовой трубы» в сумме 6.664.020 тысяч тенге (ставка вознаграждения 19,63%) и на пополнение оборотных средств на сумму 2.045.497 тысяч тенге по ставке вознаграждения 20%. В соответствии с условиями кредитной линии, обязательства по данным займам обеспечены денежным залогом, размещённым на текущем счёте Компании.

В течение 2025 года произведено погашение основного долга по займам от АО «Народный банк Казахстана» на общую сумму 5.689.902 тысячи тенге. Оплаченные проценты по займам составили 12.789.906 тысяч тенге.

АО «Алатау Жарық Компаниясы»

В течение 2025 года в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» Группа получила займы на пополнение оборотных средств на общую сумму 13.880.000 тысяч тенге, по ставкам вознаграждения 17,75%-20,5%.

В течение 2025 года в рамках дополнительного соглашения к соглашению о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» АО «АЖК» получило займы на пополнение оборотных средств Филиала АО «АЖК»-«Энергосбыт», на общую сумму 23.444.135 тысяч тенге по ставке вознаграждения 18,5-20,5%.

В течение 2025 года АО «Алатау Жарық Компаниясы» произвело погашение основного долга по краткосрочным займам от АО «Народный банк Казахстана» на общую сумму 9.280.000 тысяч тенге.

Филиал АО «АЖК» произвел погашение основного долга по займам от АО «Народный Банк Казахстана» на общую сумму 19.444.135 тысяч тенге и вознаграждения на сумму 1.164.424 тысячи тенге.

19. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Финансовые обязательства по EPC-контрактам	**48.423.729**	44.112.127
Кредиторская задолженность по основной деятельности	**48.553.724**	37.953.659
Кредиторская задолженность по приобретению основных средств	**37.795.243**	37.799.256
Прочая финансовая кредиторская задолженность	**3.275.333**	3.459.770
Итого финансовая кредиторская задолженность	**138.048.029**	123.324.812
Долгосрочная часть	**13.094.233**	2.344.844
Краткосрочная часть	**124.953.796**	120.979.968
Итого финансовая кредиторская задолженность	**138.048.029**	123.324.812
Задолженность перед Акиматом г. Алматы *(Примечание 4)*	**5.841.514**	5.841.514
Начисленные резервы по неиспользованным отпускам	**6.436.331**	4.192.983
Задолженность по заработной плате	**4.278.934**	3.652.270
Авансы, полученные от покупателей и заказчиков	**2.264.271**	2.261.103
Прочая нефинансовая кредиторская задолженность	**3.763.910**	1.948.499
Итого нефинансовая кредиторская задолженность	**22.584.960**	17.896.369
Долгосрочная часть	**868.732**	19.225
Краткосрочная часть	**21.716.228**	17.877.144
Итого нефинансовая кредиторская задолженность	**22.584.960**	17.896.369
Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	**160.632.989**	141.221.181

Финансовые обязательства по EPC-контрактам включают обязательства по выполненным работам, за отгруженное оборудование и оборудование в процессе производства в рамках EPC-контрактов по инвестиционным проектам «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» и «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3» *(Примечание 4)*:

- POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction Co. в размере 19.011.988 тысяч тенге, в том числе долгосрочная часть 13.083.022 тысячи тенге (31 декабря 2024 года: 20.824.369 тысяч тенге, в том числе долгосрочная часть 2.235.973 тысячи тенге);
- ТОО «KBI Energy Group» в размере 25.487.979 тысяч тенге (31 декабря 2024 года: 19.247.735 тысяч тенге);
- POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction 3.923.762 тысячи тенге (31 декабря 2024 года: 4.040.024 тысячи тенге).

Финансовая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах:

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Тенге	**117.465.777**	89.412.371
Евро	**11.206.257**	32.913.441
Рубль	**526**	409
Юань	**9.375.469**	998.591
Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	**138.048.029**	123.324.812

20. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО НАЛОГАМ И ПРОЧИМ ВЫПЛАТАМ В БЮДЖЕТ

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
НДС	**2.759.419**	3.254.312
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов *(Примечание 29)*	**2.328.645**	1.214.581
Плата за загрязнение окружающей среды	**1.896.455**	1.756.884
Индивидуальный подоходный налог	**1.448.173**	948.411
Социальный налог	**1.263.723**	731.298
Прочие	**927.991**	778.792
Итого задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	**10.624.406**	8.684.278

21. ВЫРУЧКА

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Выручка по договорам с покупателями - МСФО (IFRS) 15:		
Реализация электроэнергии	**536.315.808**	449.343.899
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	**67.028.108**	58.076.148
Реализация теплоэнергии	**40.420.744**	33.992.515
Реализация электроэнергии по ВИЭ	**8.217.856**	6.982.393
Реализация химической воды	**4.255.667**	2.079.711
Передача и распределение электроэнергии	**2.260.481**	5.974.740
Прочее	**651.849**	520.398
Итого	**659.150.513**	556.969.804
Доходы от аренды – МСФО (IFRS) 16:		
Доход от сдачи в аренду инвестиционной собственности	**93.692.772**	16.520.037
Итого выручка	**752.843.285**	573.489.841

Вся выручка по договорам с покупателями признается в течение времени.

21 февраля 2025 года между АО «БГЭС», дочерней организацией Группы, и ТОО «Казцинк» подписан новый Договор аренды Имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС (далее – Договор).

На совершение АО «БГЭС» данной сделки по обременению правами третьих лиц Имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС путем заключения договора аренды с ТОО «Казцинк» 19 мая 2025 года было получено разрешение Правительства РК в форме постановления № 350.

Срок аренды составляет 5 лет, с 1 января 2024 года до 31 декабря 2028 года. По истечении срока действия Договора, а также при досрочном прекращении действия Договора, ТОО «Казцинк» обязано вернуть АО «БГЭС» Имущественный комплекс в том состоянии, в каком его получил, с учетом нормального износа и произведенных ТОО «Казцинк» улучшений.

Дополнительный доход ТОО «Казцинк», полученный в результате временного владения и пользования (аренды) Имущественным комплексом, подлежит распределению 80% в пользу АО «БГЭС», 20% в пользу ТОО «Казцинк».

Договор аренды классифицирован Группой как операционная аренда. Классификация обоснована тем, что: (i) право собственности на имущественный комплекс не было передано арендатору; (ii) договор не содержит опциона на приобретение актива по цене, значительно ниже его справедливой стоимости; (iii) срок аренды (5 лет) не составляет значительную часть экономического срока службы гидроэлектростанции; (iv) приведённая стоимость минимальных арендных платежей существенно ниже справедливой стоимости соответствующего имущества; (v) имущество не было изготовлено для использования исключительно арендатором.

Таким образом, условия Договора не отвечают критериям финансовой аренды, не обладают признаками финансовой аренды и Договор подлежит классификации как операционная аренда.

22. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДАЖ

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Топливо	**139.497.949**	105.269.337
Оплата труда и связанные расходы	**95.488.117**	69.099.177
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	**78.029.639**	58.019.529
Стоимость приобретенной электроэнергии	**46.524.442**	46.365.785
Услуги по передаче электроэнергии и прочие услуги	**27.959.619**	20.306.862
Услуги по поддержанию готовности электрической мощности	**25.005.131**	15.644.033
Ремонт и содержание	**17.559.967**	12.979.153
Услуги сторонних организаций	**14.022.877**	11.718.949
Водообеспечение	**13.051.832**	10.463.768
Налоги, кроме подоходного налога	**12.467.248**	10.379.183
Материалы	**7.484.426**	4.334.980
Услуги охраны	**3.512.172**	2.729.122
Начисление резервов до чистой реализуемой стоимости Товарно материальных запасов	**696.554**	318.089
Прочие	**6.119.748**	4.016.662
Итого себестоимость продаж	**487.419.721**	371.644.629

23. РАСХОДЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Диспетчеризация и контроль электроэнергии	**11.045.823**	8.786.175
Оплата труда и связанные расходы	**60.599**	50.307
Прочее	**1.585**	8.866
Итого расходы по реализации	**11.108.007**	8.845.348

24. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Оплата труда и связанные расходы	**15.432.042**	12.382.621
Государственные пошлины, штрафы и прочие платежи в бюджет	**4.646.588**	(727.902)
Консультационные и прочие профессиональные услуги	**1.607.785**	1.338.365
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	**1.345.561**	1.077.983
Командировочные и представительские расходы	**643.964**	486.082
Обслуживание программного обеспечения	**578.167**	908.230
Расходы на ремонт	**449.429**	253.650
Материалы	**349.731**	338.061
Прочие налоги, кроме подоходного налога	**235.089**	190.457
Расходы по аренде	**231.960**	189.065
Услуги по охране	**198.465**	184.126
Расходы на транспорт	**166.957**	70.078
Благотворительность	**–**	823.878
Прочие	**2.652.603**	2.498.645
Итого общие и административные расходы	**28.538.341**	20.013.339

25. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Вознаграждение по средствам в кредитных учреждениях и денежным средствам и их эквивалентам	**16.362.130**	7.343.897
Процентные доходы - амортизация дисконта по облигациям и займам	**4.312.928**	1.396.511
Процентные доходы - амортизация дисконта по долгосрочной дебиторской задолженности	**25.228**	41.372
Прочие	**50.700**	807.278
Итого финансовые доходы	**20.750.986**	9.589.058

26. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**2025 г.**	2024 г.
Процентные расходы по облигациям и займам			
- расходы по вознаграждению	18	**21.133.868**	18.971.530
- амортизация дисконта приведенной стоимости	18	**9.016.548**	8.097.240
Амортизация дисконта приведенной стоимости			
- резерва под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов и резерва на ликвидацию золоотвалов	17	**3.138.417**	2.733.456
- обязательства по вознаграждениям работникам		**313.762**	237.724
- прочие резервы		**867.965**	–
Прочие		**898.311**	1.282.375
Итого финансовые расходы, признанные в прибыли или убытке		**35.368.871**	31.322.325
Капитализированные затраты по кредитам и займам	18	**30.412.470**	12.767.766
Итого финансовые затраты		**65.781.341**	44.090.091

27. ОЖИДАЕМЫЕ КРЕДИТНЫЕ УБЫТКИ

Ожидаемые кредитные убытки за годы, закончившиеся 31 декабря, включают следующее:

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Ожидаемые кредитные убытки по торговой дебиторской задолженности *(Примечание 13)*	**3.250.734**	1.067.725
Восстановление ожидаемых кредитных убытков по прочей дебиторской задолженности *(Примечание 13)*	**(1.166.820)**	(514.027)
Восстановление ожидаемых кредитных убытков по прочим финансовым активам	**(14.427)**	(371.651)
Восстановление убытков от обесценения прочих нефинансовых активов	**(200.391)**	(41.326)
Итого убыток от обесценения активов	**1.869.096**	140.721

28. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Расходы по текущему подоходному налогу	**46.060.116**	28.085.556
Расходы по отложенному подоходному налогу	**1.649.348**	6.469.539
Итого расходы по подоходному налогу	**47.709.464**	34.555.095

Ниже представлена сверка теоретического и фактического расхода по налогу:

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Прибыль до налогообложения	**205.354.654**	147.523.908
Теоретический расход по подоходному налогу по действующей ставке 20% (2024 г.: 20%)	**41.070.931**	29.504.782
Корректировки на:		
Доля в (прибыли)/убытке совместных предприятий и ассоциированных компаний, необлагаемая подоходным налогом	**(1.942.480)**	1.171.182
Корректировка по отношению к предыдущим периодам, включая истечение срока давности по переносимым налоговым убыткам	**–**	148.538
Убыток от обесценения и условного выбытия инвестиции в совместное предприятие	**3.146.713**	–
Подоходный налог у источника выплаты	**165.567**	78.180
Изменения в непризнанных активах по отложенному подоходному налогу	**665.748**	2.602.145
Прочие невычитаемые расходы	**4.602.985**	1.050.268
Итого расходы по подоходному налогу	**47.709.464**	34.555.095

Различия между стандартами бухгалтерского учета МСФО и налоговым законодательством РК приводят к возникновению временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств в бухгалтерском учете и их налоговой базой. Налоговое влияние изменений временных разниц представлено ниже и отражено согласно налоговым ставкам, применение которых ожидается в период восстановления временных разниц.

28. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	1 января 2025 г.	Отнесено на счет прибылей и убытков	31 декабря 2025 г.
Налоговый эффект вычитаемых временных разниц			
Перенесенные налоговые убытки	**8.676.836**	**(47.593)**	**8.629.243**
Обязательства по вознаграждениям работникам	**–**	**417.192**	**417.192**
Резерв на ликвидацию золоотвалов и резерв на ликвидацию последствий эксплуатации объектов	**3.321.711**	**4.506.477**	**7.828.188**
Товарно-материальные запасы	**2.904.738**	**(2.360.285)**	**544.453**
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	**143.556**	**434.303**	**577.859**
Налоги кроме подоходного налога	**164.204**	**88.271**	**252.475**
Резерв по неиспользованным отпускам	**648.773**	**467.642**	**1.116.415**
Прочее	**1.674.340**	**(1.318.027)**	**356.313**
Валовые активы по отложенному подоходному налогу	**17.534.158**	**2.187.980**	**19.722.138**
Непризнанные активы по отложенному подоходному налогу	**(3.042.579)**	**(665.748)**	**(3.708.327)**
Минус зачет с обязательствами по отложенному подоходному налогу	**(14.491.579)**	**(719.160)**	**(15.210.739)**
Признанные активы по отложенному подоходному налогу	**–**	**803.072**	**803.072**
Налоговый эффект облагаемых временных разниц			
Основные средства	**(83.962.732)**	**(3.525.094)**	**(87.487.826)**
Займы	**(6.242.529)**	**353.514**	**(5.889.015)**
Валовые обязательства по отложенному подоходному налогу	**(90.205.261)**	**(3.171.580)**	**(93.376.841)**
Минус зачет с активами по отложенному подоходному налогу	**14.491.579**	**719.160**	**15.210.739**
Признанные обязательства по отложенному подоходному налогу	**(75.713.682)**	**(2.452.420)**	**(78.166.102)**

28. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ (продолжение)

В тысячах казахстанских тенге	1 января 2024 г.	Отнесено на счет прибылей и убытков	31 декабря 2024 г.
Налоговый эффект вычитаемых временных разниц			
Перенесенные налоговые убытки	9.071.477	(394.641)	8.676.836
Обязательства по вознаграждениям работникам	210.094	(210.094)	–
Облигации	190.663	(190.663)	–
Резерв на ликвидацию золоотвалов и резерв на ликвидацию последствий эксплуатации объектов	4.729.396	(1.407.685)	3.321.711
Товарно-материальные запасы	452.339	2.452.399	2.904.738
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	714.628	(571.072)	143.556
Налоги кроме подоходного налога	159.740	4.464	164.204
Резерв по неиспользованным отпускам	783.679	(134.906)	648.773
Прочее	250.177	1.424.163	1.674.340
Валовые активы по отложенному подоходному налогу	16.562.193	971.965	17.534.158
Непризнанные активы по отложенному подоходному налогу	(440.434)	(2.602.145)	(3.042.579)
Минус: зачет с обязательствами по отложенному подоходному налогу	(16.121.759)	1.630.180	(14.491.579)
Признанные активы по отложенному подоходному налогу	**–**	**–**	**–**
Налоговый эффект облагаемых временных разниц			
Основные средства	(77.063.359)	(6.899.373)	(83.962.732)
Займы	(8.302.543)	2.060.014	(6.242.529)
Валовые обязательства по отложенному подоходному налогу	(85.365.902)	(4.839.359)	(90.205.261)
Минус: зачет с активами по отложенному подоходному налогу	16.121.759	(1.630.180)	14.491.579
Признанные обязательства по отложенному подоходному налогу	**(69.244.143)**	**(6.469.539)**	**(75.713.682)**

В контексте текущей структуры Группы налоговые убытки и текущие налоговые активы различных компаний Группы не могут быть зачтены с текущими налоговыми обязательствами и налоговыми прибылями других компаний Группы и, соответственно, налоги могут быть начислены даже при наличии консолидированного налогового убытка. Поэтому, активы и обязательства по отложенному подоходному налогу зачитываются, если только они относятся к одному и тому же объекту налогообложения.

У Группы существуют потенциальные отложенные налоговые активы в отношении неиспользованных налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды. Срок использования данных налоговых убытков истекает в 2026-2035 годах (31 декабря 2024 г.: 2025-2034 годы).

Группа не имела отложенные налоговые обязательства в 2025 году (2024 год: не имела отложенные налоговые обязательства) в отношении временных разниц, связанных с инвестициями в совместные предприятия, так как Группа имеет возможность контролировать сроки изменения этих временных разниц и не планирует их пересмотр в обозримом будущем.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Операционная среда

24 февраля 2022 года Россия начала военное вторжение в Украину. В ответ на вторжение Соединенные Штаты, 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. Казахстан также в значительной степени зависит от Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), по которому транспортируется до 80% экспорта нефти.

В июле 2025 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочный рейтинг дефолта эмитента (РДЭ) Казахстана в иностранной валюте на уровне «BBB» со стабильным прогнозом. По данным Fitch, РДЭ Казахстана «BBB» поддерживается значительным размером чистых иностранных активов и валютных резервов, обеспечивающих финансовую гибкость, а также низким уровнем госдолга. Ограничивающими факторами рейтинга являются высокая зависимость от сырьевого экспорта и слабая макроэкономическая политика в сравнении с сопоставимыми странами в рейтинговой категории «BBB», что частично отражено в слабых скоринговых баллах по Индикаторам качества управления Всемирного банка.

Уровень годовой инфляции составил 12,3% в декабре 2025 года по сравнению с 8,6% в декабре 2024 года. Рост экономики в 2025 году увеличился на 6,5% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. По состоянию на дату настоящего отчета официальный обменный курс Казахстанской фондовой биржи составил 499.11 тенге за 1 доллар США по сравнению с 505,53 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2025 года (31 декабря 2024 года: 523.54 тенге за 1 доллар США).

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Кроме того, электроэнергетический сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, финансовых и регуляторных изменений в стране. Неопределенность сохраняется в отношении обменного курса тенге и цен на сырьевые товары.

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. Однако, будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов. 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.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)

Операционная среда (продолжение)

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 стандартов бухгалтерского учета МСФО, при этом толкование соответствующих положений стандартов бухгалтерского учета МСФО казахстанскими налоговыми органами может отличаться от учётных политик, суждений и оценок, применённых руководством при подготовке данной финансовой отчётности, что может привести к возникновению дополнительных налоговых обязательств у Компании. Налоговые органы могут проводить ретроспективную проверку в течение пяти лет после окончания налогового года.

Руководство Компании считает, что ее интерпретации соответствующего законодательства являются приемлемыми и налоговая позиция Компании обоснована. По мнению руководства Компании, Компания не понесет существенных убытков по текущим и потенциальным налоговым искам, превышающим резервы, сформированные в данной 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 1 января 2027 года.

Проект строительства ветровой электростанции с Total Eren

1 ноября 2023 года между Total Eren (далее — Разработчик), АО «Самрук-Қазына» и АО НК «КазМунайГаз» (далее совместно — Со-разработчики) было заключено Соглашение о совместном предприятии по проекту строительства ветровой электростанции (ВЭС) установленной мощностью 1 ГВт в Жамбылской области с системой накопления энергии (далее — Проект).

19 декабря 2024 года было подписано Соглашение о новации прав, обязанностей и обязательств по Соглашению о совместном предприятии между Компанией, АО «Самрук-Қазына», АО НК «КазМунайГаз» и ТОО «KMG Green Energy». В соответствии с условиями указанного соглашения АО «Самрук-Қазына» посредством новации передает Компании все свои права, обязательства и обязанности по Соглашению о совместном предприятии.

30 июня 2025 года решением Правления АО «Самрук-Энерго» был согласован проект соглашения о новации между АО «Самрук-Энерго», Qazaq Green Power PLC (далее — QGP), ТОО «KMG Green Energy» и Total Eren S.A., а также передача Проекта в QGP PLC.

15 июля 2025 года TotalEnergies уведомила стороны посредством электронной почты о том, что компания Total Eren S.A. была ликвидирована без проведения процедуры ликвидации, в связи с чем её правосубъектность прекратилась. Все права, активы и обязательства Total Eren S.A. были переданы TOTALENERGIES RENEWABLES S.A.S. в порядке универсального правопреемства.

27 ноября 2025 года сторонами было подписано дополнительное соглашение (поправка) к Соглашению о совместном предприятии по Проекту.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)

Проект строительства ветровой электростанции с Total Eren (продолжение)

В рамках договора гарантии от 26 декабря 2025 года, заключённого между АО «Самрук-Қазына», QGP и TOTALENERGIES RENEWABLES S.A.S., АО «Самрук-Қазына» выступает гарантом своевременного и полного исполнения QGP своих обязательств по Проекту, включая платёжные и иные финансовые обязательства.

Одновременно, АО «Самрук-Энерго» предоставило корпоративную гарантию в пользу АО «Самрук-Қазына» по возмещению всех расходов, возникающих в рамках реализации Проекта.

В соответствии с условиями указанных соглашений Компания обязуется приобрести либо подписаться на 20% долю участия в проектной компании при условии получения соответствующих одобрений Совета директоров и Акционеров. Цена приобретения доли не должна превышать фактические затраты, понесённые Разработчиком и одобренные Со-разработчиками в ходе разработки Проекта до завершения сделки, с учётом пропорциональной корректировки в зависимости от размера приобретаемой доли каждого Со-разработчика.

По состоянию на отчётную дату 100% доля участия в проектной компании принадлежит TOTALENERGIES RENEWABLES S.A.S.

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 (далее – «НДТ»), выдаваемые Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

В перечень ТОП-50 вошли четыре объекта Самрук-Энерго: ТОО «ЭГРЭС-1», АО «СЭГРЭС-2», АО «АлЭС» (ТЭЦ-2, ТЭЦ–3).

Для энергопроизводящих организаций (далее – ЭПО) 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, утвержденное Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года.

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.

Вместе с тем, внесены изменения в Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2024 года № 1131 «Об утверждении перечня пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду на 1 января 2021 года» в части переноса сроков внедрения НДТ для ЭПО с 2025 года на 2031 год с условием разработки Планов мероприятий по поэтапному переходу на наилучшие доступные техники.

В этой связи, Группой (ГРЭС-1, ГРЭС-2, АлЭС и ЭТЭЦ) проделана работа по разработке Планов мероприятий по поэтапному переходу на наилучшие доступные техники. Дорожные карты по внедрению наилучших доступных техник согласованы с Министерством экологии и природных ресурсов РК и утверждены Министерством энергетики РК в мае 2025 года.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)

Вопросы охраны окружающей среды (продолжение)

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.

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 2026 года до 2036 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 2026 года до 2046 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.

С учетом переноса срока предоставления финансового обеспечения для ликвидации последствий объектов 1 категории Группой продолжается работа по анализу возможных вариантов финансового обеспечения и мониторингу изменений нормативных требований касательно финансового обеспечения.

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.

Экологические обязательства и условные обязательства (углеродные квоты)

В соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан Группа подлежит регулированию в рамках Национального плана распределения углеродных квот на выбросы парниковых газов на период 2022–2025 годов и несет юридические обязательства по погашению углеродных квот в объеме фактически осуществленных выбросов. По состоянию на 31 декабря 2025 года Группа признала обязательство по приобретению углеродных квот в размере 2.328.645 тысяч тенге *(Примечание 20)*.

Инвентаризация выбросов парниковых газов проводится ежегодно в срок до 15 апреля года, следующего за отчетным. По результатам инвентаризации за 2024 год в связи с увеличением объемов производства электрической энергии у отдельных генерирующих активов Группы (ЭГРЭС-1 и СЭГРЭС-2) выявлен дефицит углеродных квот.

Согласно статье 295 Экологического кодекса Республики Казахстан, в случае увеличения мощности квотируемых установок в период действия Национального плана субъект квотирования имеет право на получение дополнительной углеродной квоты из резерва Национального плана. Под увеличением мощности понимается увеличение годового объема производства продукции.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)

Экологические обязательства и условные обязательства (углеродные квоты) (продолжение)

В установленном законодательством порядке Группой поданы заявления в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды на получение дополнительной углеродной квоты за 2024 год. Рассмотрение указанных заявлений осуществляется уполномоченным органом в сроки, предусмотренные законодательством, и подлежит завершению до 1 сентября 2025 года. 1 октября 2025 года Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан согласовано предоставление дополнительной углеродной квоты.

В данный момент проводится инвентаризации выбросов парниковых газов за 2025 год. По ожидаемым данным Группа оценивает вероятность получения дополнительной углеродной квоты из резерва Национального плана для ГРЭС-1 в срок до 1 октября 2026 года. В случае неполучения дополнительной углеродной квоты Группа будет обязана приобрести углеродные единицы на углеродном рынке.

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 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 17).*

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.

Страхование

В рамках договора добровольного страхования строительно-монтажных рисков и проектных грузов, включая задержку ввода в эксплуатацию (пуска) и гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами за причинение вреда, страховая премия была выплачена на общую сумму 10.388.767 тысяч тенге в 2024 году и 9.895.688 тысяч тенге в 2025 году. Данные затраты по страхованию являются обязательными, поскольку они требуются банками-инвесторами и рассматриваются как неотъемлемая часть проектных затрат, которые невозможно избежать. В соответствии с МСФО, в частности, IAS 16 *«Основные средства»*, общая сумма страховой премии в размере 10.388.767 тысяч тенге и 9.895.688 тысяч тенге была капитализирована и учтена в стоимости проектов модернизации Алматинской ТЭЦ-2 и реконструкции Алматинской ТЭЦ-3, соответственно. Капитализация страховой премии обусловлена ее прямой связью с доведением актива до состояния готовности, а также защитой от финансовых потерь, которые могут повлиять на будущие экономические выгоды проекта.

29. УСЛОВНЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ (продолжение)

Ковенанты по займам

Группа должна обеспечить исполнение финансовых и нефинансовых показателей по условиям всех кредитных соглашений. Невыполнение договорных условий дает банку право требовать незамедлительного возврата кредитов и займов. По состоянию на 31 декабря 2025 года и за двенадцать месяцев, закончившихся на указанную дату, по договорам полученных займов у Группы не было нарушений ковенантов. Группа не ожидает ухудшения финансовых показателей, которое могло бы привести к нарушению финансовых ковенантов в будущем *(Примечание 18)*.

Судебные разбирательства

В ходе обычной деятельности Группа может быть подвержена судебным процессам и искам. На настоящий момент руководство Группы считает, что окончательные обязательства в результате данных судебных процессов и исков не окажут какого-либо значительного отрицательного влияния на будущее финансовое положение 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 2025 года. Группа обладает необходимыми средствами и источниками финансирования для исполнения обязательств капитального характера и для обеспечения оборотного капитала.

По состоянию на 31 декабря 2025 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 243.804.281 тысячу тенге не включая НДС (31 декабря 2024 года: 481.295.663 тысячи тенге не включая НДС).

Операционная аренда

В таблице ниже представлены будущие арендные платежи к получению по договору операционной аренды имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС *(Примечание 21)*:

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	**31 декабря 2024 г.**
1 год	24.164.334	25.025.212
2 года	24.164.334	25.025.212
3 года	24.164.334	25.025.212
4 года	–	25.025.212
Итого недисконтированные платежи по операционной аренде к получению на 31 декабря	**72.493.002**	**100.100.848**

Условные обязательства совместного предприятия – налоговые вопросы ТОО «Богатырь Комир»

Департаментом Государственных Доходов (ДГД) по Павлодарской области были проведены две налоговые проверки в отношении ТОО «Богатырь Комир», совместного предприятия Группы, по результатам которых ДГД выставлены Уведомления о доначислении КПН у источника выплаты по доходам нерезидента в сумме 1.155.837 тысяч тенге и доначислении налогов в сумме 6.134.784 тысячи тенге, соответственно. В настоящее время спор по первой проверке находится на рассмотрении в Судебной коллегии по административным делам Верховного Суда Республики Казахстан в рамках Кассационной жалобы ТОО «Богатырь Комир», поданной после отмены ранее вынесенного судебного решения в пользу Товарищества. Кроме того, 24 июня 2025 года ТОО «Богатырь-Комир» направило административный иск в СМАС по Павлодарской области об оспаривании доначислений налогов по второй проверке.

Обязательства капитального характера совместных предприятий и ассоциированных компании

По состоянию на 31 декабря 2025 года доля Группы в долгосрочных договорных обязательствах СЭГРЭС-2 и КТЭЦ составила 539.314.781 тысячу тенге и 386.841 тысячу тенге, соответственно (31 декабря 2024 года: 644.132.840 тысяч тенге и ноль, соответственно).

30. НЕКОНТРОЛИРУЮЩАЯ ДОЛЯ

В таблице ниже представлена информация обо всех дочерних предприятиях, в которых имеется неконтролирующая доля, значительная для Группы.

В тысячах казахстанских тенге	**Место осуществления деятельности (и страна регистрации, если она отличается от места осуществления деятельности)**	**Процент неконтролирующей доли**	**Процент прав голоса, приходящихся на неконтролирующую долю**	**Прибыль или убыток, приходящийся на неконтролирующую долю**	**Накопленные неконтролирующие доли в дочернем предприятии**	**Дивиденды, выплаченные неконтролирующей доле в течение года**
Год, закончившийся 31 декабря 2025 г.						
АО «Бухтарминская ГЭС»	Казахстан	**3,7%**	**3,7%**	**2.847.050**	**540.632**	**2.558.140**
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	Казахстан	**10%**	**10%**	**(127)**	**1.515**	**–**
Итого				**2.846.923**	**542.147**	**2.558.140**
Год, закончившийся 31 декабря 2024 г.						
АО «Бухтарминская ГЭС»	Казахстан	3,7%	3,7%	461.173	2.804.043	646.242
АО «Шульбинская ГЭС»	Казахстан	7,86%	7,86%	–	23.449	–
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	Казахстан	10%	10%	(199)	1.642	–
Итого				460.974	2.829.134	646.242

В тысячах казахстанских тенге	**Краткосрочные активы**	**Долгосрочные активы**	**Краткосрочные обязательства**	**Долгосрочные обязательства**	**Выручка**	**Прибыль/ (убыток)**	**Итого совокупный доход**	**Потоки денежных средств**
Год, закончившийся 31 декабря 2025 г.								
АО «Бухтарминская ГЭС»	**25.034.328**	**1.461.301**	**3.695.996**	**442.476**	**93.692.772**	**77.400.839**	**77.400.839**	**4.909.310**
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	**–**	**–**	**128.679**	**–**	**–**	**(1.266)**	**(1.266)**	**–**
Итого	**25.034.328**	**1.461.301**	**3.824.675**	**442.476**	**93.692.772**	**77.399.573**	**77.399.573**	**4.909.310**
Год, закончившийся 31 декабря 2024 г.								
АО «Бухтарминская ГЭС»	13.444.665	1.708.017	639.704	10.213	16.520.037	12.537.593	12.537.593	6.803.706
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	–	–	127.413	–	–	(1.984)	(1.984)	–
Итого	13.444.665	1.708.017	767.117	10.213	16.520.037	12.535.609	12.535.609	6.803.706

31. ОСНОВНЫЕ ДОЧЕРНИЕ АССОЦИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Название предприятия	Вид деятельности	% прав голоса	Доля участия	Страна регистрации
Дочерние предприятия:				
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	Передача и распределение электроэнергии по городу Алматы и Алматинской области	100%	99,16%	Казахстан
ФАО «Алатау Жарық Компаниясы» - «Энергосбыт»	Реализация электроэнергии на территории города Алматы и Алматинской области	100%	100%	Казахстан
АО «Алматинские электрические станции»	Производство электро- и теплоэнергии и горячей воды в городе Алматы и Алматинской области	100%	100%	Казахстан
АО «Шардаринская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Южном Казахстане	100%	100%	Казахстан
АО «Мойнакская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Алматинской области	100%	100%	Казахстан
Станция ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	Производство электрической и тепловой энергии на основе угля	100%	100%	Казахстан
АО «Бухтарминская ГЭС»	Является собственником Бухтарминской гидроэлектростанции, переданной в аренду	100%	96,32%	Казахстан
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	С момента передачи гидроэлектростанции в аренду данная компания является бездействующей	89,99%	89,99%	Казахстан
ТОО Samruk Green Energy	Развитие возобновляемой электроэнергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
ТОО «Казгидротехэнерго»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Теплоэнергомаш»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	95%	95%	Казахстан
ТОО «Energy Solutions Center»	Производство теплоэнергии в городе Экибастуз	100%	100%	Казахстан
Филиал ТОО «Energy Solutions Center»	Транспортировка и прочие услуги	100%	100%	Казахстан
АО «Балхашская ТЭС»	Строительство Балхашской ТЭС	100%	100%	Казахстан
ТОО «Ereymentau Wind Power»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
Qazaq Green Power PLC	Производство зеленой энергетики	100%	100%	Казахстан
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Восточном Казахстане	100%	100%	Казахстан
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Восточном Казахстане	100%	100%	Казахстан
Ассоциированные предприятия:				
ТОО «Энергия Семиречья»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции возле Алматы	25%	25%	Казахстан
Частная компания Altyn Dala Energy Ltd.	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	25%	25%	Казахстан
ТОО «Sauran Solar Power»	Производство электроэнергии солнечными электростанциями	30%	30%	Казахстан
Kyzylorda Energy Ltd	Производство электроэнергии тепловыми электростанциями	30%	30%	Казахстан
Совместные предприятия:				
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	Производство электро- и теплоэнергии на основе угля	50%	50%	Казахстан
Forum Muider Limited	Forum Muider Limited владеет 100% долями уставного капитала ТОО «Богатырь Комир» (Компания занимается производством энергетического угля)	35%	35%	Казахстан
ТОО «Кокшетауская ТЭЦ»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Кокшетау.	50%	50%	Казахстан
ТОО «Өскемен Энерго»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Усть-Каменогорск	50%	50%	Казахстан
ТОО «Семей Энерго»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Семей	50%	50%	Казахстан

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Факторы финансового риска

Деятельность Группы подвергает её ряду финансовых рисков: рыночный риск (включая валютный риск, риск влияния изменения процентной ставки), кредитный риск и риск ликвидности. Программа управления рисками на уровне Группы сосредоточена на непредвиденности финансовых рынков и направлена на максимальное сокращение потенциального негативного влияния на финансовые результаты Группы. Группа не использует производные финансовые инструменты для хеджирования подверженности рискам.

Управление рисками проводится руководством в соответствии с политикой, установленной материнской компанией Группы *(Примечание 1)*, предусматривающей принципы управления рисками и охватывающей специфические сферы, такие как кредитный риск, риск ликвидности и рыночный риск.

Кредитный риск

Группа подвержена кредитному риску, который является риском того, что одна из сторон операции с финансовым инструментом послужит причиной понесения финансовых убытков другой стороной вследствие невыполнения обязательства по договору.

Кредитный риск возникает в результате кредитных и прочих операций Группы с контрагентами, вследствие которых возникают финансовые активы.

Максимальный уровень кредитного риска Группы отражается в балансовой стоимости финансовых активов в консолидированном отчете о финансовом положении.

Управление кредитным риском

Кредитный риск является единственным наиболее существенным риском для бизнеса Группы. Следовательно, руководство уделяет особое внимание управлению кредитным риском.

Оценка кредитного риска для целей управления рисками представляет собой сложный процесс и требует использования моделей, так как риск изменяется в зависимости от рыночных условий, ожидаемых денежных потоков и с течением времени. Оценка кредитного риска по портфелю активов требует дополнительных оценок в отношении вероятности наступления дефолта, соответствующих коэффициентов убыточности и корреляции дефолтов между контрагентами.

Система классификации кредитного риска

В целях оценки кредитного риска и классификации финансовых инструментов по уровню кредитного риска Группа использует два подхода: внутренняя система рейтингов на основе рисков или оценка уровней риска, оцениваемых внешними международными рейтинговыми агентствами (Standard & Poor's [S&P], Fitch, Moody's). Внутренние и внешние кредитные рейтинги сопоставляются по единой внутренней шкале с определенным диапазоном вероятностей наступления дефолта. Внутренняя система рейтингов на основе рисков является внутренней разработкой, и рейтинги оцениваются руководством. Группа использует разные методы оценки кредитного риска в зависимости от класса активов.

Группа применяет внутренние рейтинговые системы на основе рисков для оценки кредитного риска по долгосрочной дебиторской задолженности.

Внешние рейтинги присваиваются контрагентам независимыми международными рейтинговыми агентствами, такими как S&P, Moody's и Fitch. Эти рейтинги имеются в открытом доступе. Такие рейтинги и соответствующие диапазоны вероятностей дефолта применяются для всех финансовых активов, за исключением торговой дебиторской задолженности и долгосрочной дебиторской задолженности.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ)

Ожидаемые кредитные убытки – это оценка приведенной стоимости будущих недополученных денежных средств, взвешенная с учетом вероятности (т. е. средневзвешенная величина кредитных убытков с использованием соответствующих рисков наступления дефолта в определенный период времени в качестве весов). Оценка ожидаемых кредитных убытков является объективной и определяется посредством расчета диапазона возможных исходов. Оценка ожидаемых кредитных убытков выполняется на основе четырех компонентов, используемых Группой: вероятность дефолта, величина кредитного требования, подверженная риску дефолта, убыток в случае дефолта и ставка дисконтирования. Задолженность на момент дефолта – оценка риска на будущую дату дефолта с учетом ожидаемых изменений в сумме риска после завершения отчетного периода, включая погашение основной суммы долга и процентов, и ожидаемое использование средств по кредитным обязательствам. Задолженность на момент дефолта по обязательствам кредитного характера оценивается с помощью коэффициента кредитной конверсии (CCF). Коэффициент кредитной конверсии – это коэффициент, отражающий вероятность конверсии сумм обязательства по договору в балансовое обязательство в течение определенного периода времени. *Вероятность дефолта (PD)* – оценка вероятности наступления дефолта в течение определенного периода времени. *Убыток в случае дефолта (LGD)* – оценка убытка, возникающего при дефолте. Она основывается на разнице между предусмотренными договором денежными потоками к выплате и теми потоками, которые кредитор ожидает получить, в том числе от реализации обеспечения. Обычно этот показатель выражается в процентах от задолженности на момент дефолта (EAD). Ожидаемые убытки дисконтируются до приведенной стоимости на конец отчетного периода. Ставка дисконтирования представляет собой эффективную процентную ставку (ЭПС) по финансовому инструменту или ее приблизительную величину.

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определённых случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учёта механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения предусмотренных договором денежных потоков.

Ожидаемые кредитные убытки моделируются за весь срок действия инструмента. Весь срок действия инструмента равен оставшемуся сроку действия договора до срока погашения долговых инструментов с учетом непредвиденного досрочного погашения, если оно имело место.

В модели управления *«Ожидаемые кредитные убытки за весь срок» оцениваются убытки*, которые возникают в результате наступления всех возможных событий дефолта в течение оставшегося срока действия финансового инструмента. Модель *«12-месячные ожидаемые кредитные убытки»* представляет часть ожидаемых кредитных убытков за весь срок, которая возникает в результате наступления событий дефолта по финансовому инструменту, возможных в течение 12 месяцев с конца отчетного периода или в течение оставшегося срока действия финансового инструмента, если он меньше года.

Оценка руководством ожидаемых кредитных убытков для подготовки консолидированной финансовой отчетности основана на оценках на определенный момент времени, а не на оценках за весь цикл, которые, как правило, используются в целях регулирования. В оценках используется *прогнозная информация*. Таким образом, ОКУ отражают изменения основных макроэкономических показателей, взвешенные с учетом вероятности, которые влияют на кредитный риск.

Моделирование ОКУ для созданных или приобретенных обесцененных финансовых активов (POCI) выполняется таким же образом, за исключением того, что (а) валовая балансовая стоимость и ставка дисконтирования определяются на основе денежных потоков, которые могли быть получены на момент первоначального признания актива, а не на основе предусмотренных договором денежных потоков, и (б) ОКУ всегда равны ОКУ за весь срок. Созданные или приобретенные обесцененные активы – это финансовые активы, которые были обесцененными на момент первоначального признания, такие как обесцененные займы, приобретенные в результате объединения бизнеса в прошлом.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

Для оценки вероятности дефолта Группа определяет дефолт как ситуацию, в которой подверженность риску соответствует одному или нескольким из перечисленных ниже критериев:

- Просрочка заемщиком предусмотренных договором платежей превышает 90 дней;
- Международные рейтинговые агентства включают заемщика в класс рейтингов дефолта;
- Заемщик соответствует критериям вероятной неплатежеспособности, указанным ниже:
    - Приостановка начисления процентов/снижение процентной ставки по финансовому активу;
    - Списание основного долга;
    - Продажа финансового актива со значительным дисконтом к номинальной стоимости;
    - Реструктуризация, приводящая к снижению/списанию стоимости займа/прощению задолженности;
    - Увеличение срока погашения финансового актива;
    - Предоставление отсрочки платежа по основному долгу/процентному платежу на более поздний период;
    - Подача иска о признании банкротства контрагента в соответствии с законодательством Республики Казахстан;
    - Иск, поданный контрагентом по заявлению о банкротстве;
    - Просрочка по обязательствам, покрываемым договором гарантии или выплатой по договору гарантии, превышает 90 дней.

Для раскрытия информации Группа привела определение дефолта в соответствие определению обесцененных активов. Вышеуказанное определение дефолта применяется ко всем видам финансовых активов Группы.

Инструмент более не считается дефолтным (т.е. просрочка платежей ликвидирована), если он более не удовлетворяет какому-либо из критериев дефолта в течение трех месяцев подряд. Этот период был определен на основании анализа, учитывающего вероятность возвращения статуса дефолта финансовому инструменту после ликвидации просрочки платежа с использованием разных возможных определений ликвидации просрочки.

Оценка наличия или отсутствия значительного увеличения кредитного риска (SICR) с момента первоначального признания выполняется как на индивидуальной, так и на портфельной основе. Отдел управления рисками Группы осуществляет периодический мониторинг и проверку критериев, используемых для определения факта значительного увеличения кредитного риска, с точки зрения их надлежащего характера.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Группа применяет следующие модели оценки компонентов кредитного риска:

- Модели оценки вероятности дефолта (PD TTC и PD PiT);
- Модели оценки уровня убытков при дефолте (LGD);
- Модели оценки суммы требований при дефолте (EAD).

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

Модели оценки компонентов кредитного риска разрабатываются с учетом использования прогнозных данных о предполагаемых будущих экономических условиях. Эти данные включают в себя различные макроэкономические показатели, такие как уровень инфляции, динамика ВВП, уровень безработицы и другие ключевые индикаторы, влияющие на экономическую активность. Список макроэкономических факторов:

- Уровень безработицы;
- Обменный курс национальной валюты (KZT) к доллару США (USD);
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по отношению к предыдущему кварталу;
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по сравнению с аналогичным кварталом предыдущего года;
- Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом производства, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период.

Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом конечного пользования, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период.

Уровень ожидаемых кредитных кредитов, признаваемых в настоящей консолидированной финансовой отчетности, зависит от присутствия значительного увеличения кредитного риска заемщика с момента первоначального признания. Этот подход основан на трехэтапной модели оценки ожидаемых кредитных убытков. Этап 1 – для финансового инструмента, который не являлся обесцененным на момент первоначального признания, и с этого момента по нему не было значительного увеличения кредитного риска, оценочный резерв под кредитные убытки создается на основе 12-месячных ожидаемых кредитных убытков.

Этап 2 – если выявлено значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, финансовый инструмент переводится в Этап 2, однако пока еще не считается обесцененным, но оценочный резерв под кредитные убытки создается на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок. Этап 3 – если финансовый инструмент является обесцененным, он переводится в Этап 3 и оценочный резерв под убытки создается на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок. В результате перевода актива в Этап 3 организация перестает признавать процентный доход на основе валовой балансовой стоимости и при расчете процентного дохода применяет к балансовой стоимости эффективную процентную ставку актива за вычетом ожидаемых кредитных убытков.

При наличии доказательства того, что критерии значительного увеличения кредитного риска более не выполняются, инструмент переводится обратно в Этап 1. Если риск был переведен в Этап 2 на основании качественного признака, Группа осуществляет мониторинг данного признака, чтобы удостовериться в его сохранении или изменении.

Ожидаемые кредитные убытки по приобретенным или созданным обесцененным финансовым активам всегда оцениваются за весь срок. Таким образом, Группа признает только кумулятивные изменения в ожидаемых кредитных убытках за весь срок.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков по финансовым активам, кроме торговой дебиторской задолженности, Группа применяет три подхода: (i) оценка на индивидуальной основе; (ii) оценка на портфельной основе: внутренние рейтинги оцениваются на индивидуальной основе, однако в процессе расчета ожидаемых кредитных убытков для одинаковых рейтингов кредитного риска и однородных сегментов кредитного портфеля применяются одинаковые параметры кредитного риска (например, вероятность дефолта, убыток в случае дефолта); (iii) оценка на основе внешних рейтингов.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

В целом ожидаемые кредитные убытки равны произведению следующих параметров кредитного риска: задолженность на момент дефолта, вероятность дефолта и убытки в случае дефолта, которые определены выше, дисконтированному до приведенной стоимости с использованием эффективной процентной ставки инструмента. Ожидаемые кредитные убытки определяются путем прогнозирования параметров кредитного риска (задолженность на момент дефолта, вероятность дефолта и убыток в случае дефолта) для каждого будущего месяца в течение срока действия каждого отдельного финансового актива или совокупного сегмента. Эти три компонента перемножаются и корректируются с учетом вероятности «выживания» (т.е. был ли финансовый актив погашен в течение предыдущего месяца или наступил дефолт). Это фактически обеспечивает расчет ожидаемых кредитных убытков для каждого будущего периода, которые затем дисконтируются обратно на отчетную дату и суммируются. Ставка дисконтирования, используемая для расчета ожидаемых кредитных убытков, представляет собой первоначальную эффективную процентную ставку или ее приблизительную величину. Ниже в таблице представлены внешние (при их наличии) и внутренние кредитные рейтинги на конец соответствующего отчетного периода. Данная информация основана на рейтинге контрагента, за исключением операций обратного РЕПО, которые основаны на рейтинге ценных бумаг, предоставленных в качестве обеспечения:

В тысячах казахстанских тенге	**Денежные средства**	**Денежные средства, ограниченные в использовании**	**Срочные депозиты**	**Облигации и займы**
31 декабря 2025 г.:				
BBB+ (S&P)	**1.602.860**	**–**	**–**	**–**
BBB (стабильный) (S&P)	**218**	**–**	**–**	**–**
BBB- (стабильный) (S&P)	**79.642.446**	**204**	**–**	**42.749.241**
BB+ (стабильный) (S&P)	**750.025**	**310.849**	**–**	**–**
BB (стабильный) (S&P)	**5.147.456**	**–**	**–**	**565.989**
BB- (стабильный) (S&P)	**–**	**–**	**–**	**–**
B+ (стабильный) (S&P)	**1.402.894**	**100**	**5.948**	**–**
Отсутствует(S&P)	**47.155**	**304.701**	**–**	**–**
Итого финансовые активы	**88.593.054**	**615.854**	**5.948**	**43.315.230**

В тысячах казахстанских тенге	**Денежные средства**	**Денежные средства, ограниченные в использовании**	**Срочные депозиты**	**Облигации и займы**
31 декабря 2024 г.:				
BBB+ (S&P)	173	–	–	–
BBB (стабильный) (S&P)	39.864	–	–	–
BBB- (стабильный) (S&P)	89.812.776	204	–	18.063.596
BB+ (стабильный) (S&P)	2.827.848	270.955	3.270	–
BB (стабильный) (S&P)	328.864	–	–	476.620
BB- (стабильный) (S&P)	–	–	–	–
B+ (стабильный) (S&P)	1.918.284	100	–	–
Отсутствует(S&P)	24.486	304.701	–	28.969
Итого финансовые активы	**94.952.295**	**575.960**	**3.270**	**18.569.185**

Группа применяет матрицу резервирования для расчета ожидаемых кредитных убытков по дебиторской задолженности. Для оценки ожидаемых кредитных убытков торговая дебиторская задолженность была классифицирована, исходя из общих характеристик кредитного риска и просроченных дней.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

Ниже в таблице представлены уровни дефолта и расчет резерва под убытки на конец соответствующего отчетного периода:

	Торговая дебиторская задолженность от юридических лиц					
В тысячах казахстанских тенге	**Итого**	**Текущая**	**1-30 дней**	**31-60 дней**	**61-90 дней**	**>90 дней**
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2025 г. *(Примечание 13)*	**110.422.103**	**85.818.641**	**10.231.332**	**6.082.328**	**2.696.980**	**5.592.822**
Уровень дефолта		**0,46%**	**2,30%**	**5,10%**	**23,54%**	**78,94%**
Ожидаемые кредитные убытки *(Примечание 13)*	**(5.993.309)**	**(397.571)**	**(235.741)**	**(310.405)**	**(634.802)**	**(4.414.790)**
Итого	**104.428.794**	**85.421.070**	**9.995.591**	**5.771.923**	**2.062.178**	**1.178.032**

	Торговая дебиторская задолженность от юридических лиц					
В тысячах казахстанских тенге	**Итого**	**Текущая**	**1-30 дней**	**31-60 дней**	**61-90 дней**	**>90 дней**
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2024 г. *(Примечание 13)*	66.636.774	53.355.368	6.548.427	3.132.125	627.321	2.973.533
Уровень дефолта		0,26%	1,16%	1,41%	13,83%	79,68%
Ожидаемые кредитные убытки *(Примечание 13)*	(2.715.095)	(138.888)	(76.210)	(44.014)	(86.788)	(2.369.195)
Итого	**63.921.679**	**53.216.480**	**6.472.217**	**3.088.111**	**540.533**	**604.338**

	Торговая дебиторская задолженность – физических лиц					
В тысячах казахстанских тенге	**Итого**	**Текущая**	**1-30 дней**	**31-60 дней**	**61-90 дней**	**>90 дней**
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2025 г.	**12.549.423**	**12.114.003**	**293.744**	**40.480**	**16.145**	**85.052**
Уровень дефолта		**0,07%**	**1,27%**	**6,72%**	**25,44%**	**88,28%**
Ожидаемые кредитные убытки	**(93.786)**	**(8.148)**	**(3.724)**	**(2.721)**	**(4.107)**	**(75.085)**
Итого	**12.455.637**	**12.105.855**	**290.020**	**37.759**	**12.038**	**9.967**

	Торговая дебиторская задолженность – физических лиц					
В тысячах казахстанских тенге	**Итого**	**Текущая**	**1-30 дней**	**31-60 дней**	**61-90 дней**	**>90 дней**
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2024 г.	10.860.262	10.516.288	204.342	46.172	7.880	85.580
Уровень дефолта		0,10%	6,97%	25,91%	43,88%	94,76%
Ожидаемые кредитные убытки	(121.500)	(10.741)	(14.242)	(11.961)	(3.458)	(81.098)
Итого	**10.738.762**	**10.505.547**	**190.100**	**34.211**	**4.422**	**4.482**

Прогнозная информация, включенная в модели ожидаемых кредитных убытков

Оценка значительного увеличения кредитного риска и расчет ожидаемых кредитных убытков предполагают включение подтверждаемой прогнозной информации. Группа выявила следующие экономические переменные, которые коррелируют с изменением кредитного риска и ожидаемых кредитных убытков: валовый внутренний продукт, инфляция, обменный курс, цена на нефть и краткосрочный экономический индикатор, используемый для описания тенденции экономического развития на основе изменения производительности базовых секторов.

Влияние этих экономических переменных на вероятность дефолта, задолженность на момент дефолта и убыток в случае дефолта определяется с помощью статистического регрессионного анализа, чтобы понять влияние, оказанное этими переменными на уровень дефолтов в прошлые периоды и на компоненты убытка в случае дефолта и задолженности на момент дефолта.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности

Риск ликвидности – это риск того, что организация столкнется с трудностями при исполнении финансовых обязательств. В соответствии с действующими Правилами формирования и мониторинга Планов развития Группы, планирование и мониторинг движения денежных потоков производится как на краткосрочной ежемесячной основе, так и в рамках формирования среднесрочного планирования деятельности на 5 лет. Кроме того, в Группе разрабатывается и утверждается Стратегия развития Группы на 10 лет. При планировании денежных потоков также учитывается получение доходов от размещения временно свободных денежных средств на депозитах.

Ниже в таблице представлен анализ финансовых обязательств Группы в разбивке по срокам погашения с указанием сроков, остающихся на конец отчетного периода до конца предусмотренных условиями договоров сроков погашения. Анализ по срокам погашения, основан на недисконтированных суммах, включая будущее погашение процентов и основной суммы долга.

В тысячах казахстанских тенге	**До востребования и в срок менее 1 месяца**	**От 1 до 3 месяцев**	**От 3 до 12 месяцев**	**От 12 месяцев до 5 лет**	**Свыше 5 лет**	**Итого**
На 31 декабря 2025 г.						
Займы	**21.302.475**	**20.556.259**	**103.285.207**	**530.141.953**	**343.350.222**	**1.018.636.116**
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	**130.805.899**	**4.286.230**	**1.430.439**	**1.478.699**	**46.762**	**138.048.029**
Финансовая аренда	**46.685**	**118.285**	**514.973**	**2.746.813**	**312.202**	**3.738.958**
Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов	**152.155.059**	**24.960.774**	**105.230.619**	**534.367.465**	**343.709.186**	**1.160.423.103**
На 31 декабря 2024 г.						
Займы	8.658.762	13.043.373	96.994.043	342.837.448	71.897.736	533.431.362
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	113.933.497	2.713.879	1.563.419	3.156.631	1.957.386	123.324.812
Финансовая аренда	40.370	170.707	654.762	2.667.067	341.291	3.874.197
Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов	122.632.629	15.927.959	99.212.224	348.661.146	74.196.413	660.630.371

Рыночный риск

Группа подвержена рыночному риску, связанному с открытыми позициями по (а) валютным и (б) процентным инструментам, которые подвержены риску общих и специфических изменений на рынке.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Валютный риск

Некоторые займы Группы *(Примечание 18)* и кредиторская задолженность по основной деятельности *(Примечание 19)* выражены в иностранной валюте (Юань и евро), поэтому, Группа подвержена валютному риску. По причине ограниченного выбора производных финансовых инструментов на казахстанском рынке и в виду того, что такие инструменты являются дорогостоящими, руководство приняло решение не хеджировать валютный риск Группы, поскольку выгоды от таких инструментов не покрывают соответствующих расходов. Несмотря на это, Группа продолжает отслеживать изменения на рынке финансовых производных для внедрения структуры хеджирования в будущем или при необходимости.

Ниже в таблице отражены общие суммы выраженных в иностранной валюте обязательств, вызывающие подверженность валютному риску:

В тысячах казахстанских тенге	**Доллар США**	**Евро**	**Юань**	**Рубль**	**Итого**
На 31 декабря 2025 г.					
Активы	3.301	41	23.614	480	27.436
Обязательства	–	(11.206.257)	(9.375.469)	(526)	(20.582.252)
Чистая позиция	**3.301**	**(11.206.216)**	**(9.351.855)**	**(46)**	**(20.554.816)**
На 31 декабря 2024 г.					
Активы	512	590	–	–	1.102
Обязательства	–	(30.677.467)	(998.591)	(409)	(31.676.467)
Чистая позиция	**512**	**(30.676.877)**	**(998.591)**	**(409)**	**(31.675.365)**

Ниже в таблице представлено изменение финансового результата и собственного капитала в результате возможных изменений обменных курсов, используемых на конец отчетного периода для функциональной валюты организаций Группы, при том, что все остальные переменные характеристики остаются неизменными.

	Влияние на прибыль или убыток	
В тысячах казахстанских тенге	**На 31 декабря 2025 г.**	На 31 декабря 2024 г.
Укрепление доллара США на 16% (2024 г.: укрепление на 9%)	524	47
Ослабление доллара США на 7% (2024 г.: ослабление на 7%)	(221)	(38)
Укрепление евро на 22% (2024 г.: укрепление на 9%)	(2.497.747)	(2.961.925)
Ослабление евро на 4% (2024 г.: ослабление на 6%)	476.847	1.958.304
Укрепление юаня на 16% (2024 г.: укрепление на 9%)	(1.484.776)	(85.356)
Ослабление юаня на 13% (2024 г.: ослабление на 7%)	1.171.708	132.141

Группа имеет валютный риск и подвержена негативным изменениям волатильности курса тенге, так как финансовые обязательства в иностранной валюте составляют около 2% от всех обязательств, а также финансовые активы в иностранной валюте составляют около 2% от всех активов по состоянию на 31 декабря 2025 года.

32. УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ) (продолжение)

Рыночный риск (продолжение)

Процентный риск

Группа принимает на себя риск, связанный с влиянием колебаний рыночных процентных ставок на ее финансовое положение и денежные потоки. Риск изменения процентных ставок возникает по займам от Азиатского Банк Развития (Самрук-Энерго, АлЭС), Европейский Банк Реконструкции (АлЭС) и Самрук-Қазына и процентная ставка которых привязана к приросту фактических показателей инфляции Республики Казахстан *(Примечание 18)*. Группа проводит тщательный мониторинг изменений переменных ставок. У Группы нет официальных соглашений по анализу и смягчению рисков, связанных с изменением процентных ставок.

Если бы на 31 декабря 2025 года процентные ставки были на 100 базисных пунктов выше/ниже, при том, что все другие переменные характеристики остались бы неизменными, прибыль за год составила бы на 997.486 тысяч тенге меньше и на 997.486 тысяч тенге больше в результате более высоких/низких процентных расходов по обязательствам с переменной процентной ставкой (31 декабря 2024 года: на 338.469 тысяч тенге меньше и на 338.469 тысяч тенге больше).

Управление капиталом

Задачи Группы в управлении капиталом заключаются в обеспечении способности Группы продолжать свою деятельность в соответствии с принципом непрерывности деятельности для обеспечения прибылей для акционеров и выгод для других заинтересованных сторон и в поддержании оптимальной структуры капитала для снижения стоимости капитала. Для поддержания или корректировки структуры капитала Группа может корректировать сумму дивидендов, выплачиваемых акционерам, возвратить капитал акционерам или реализовать активы для уменьшения заемных средств. Как и другие компании отрасли, Группа проводит мониторинг капитала на основе соотношения собственного и заемного капитала. Такое соотношение определяется как чистые заемные средства, деленные на общую сумму капитала. Чистые заемные средства определяются как общая сумма займов (включая «краткосрочные займы» и «долгосрочные займы», отраженные в консолидированном отчете о финансовом положении) за минусом денежных средств и их эквивалентов. Общая сумма капитала определяется как «Итого капитал», отраженный в консолидированном отчете о финансовом положении, плюс чистые заемные средства. Руководство рассматривает соотношение заемного и собственного капитала равное 30-40% приемлемым для уровня рисков Группы. Группа соблюдала все внешне установленные требования к капиталу в 2025 и 2024 годах.

У Группы существует следующие внешние требования по поддержанию капитала:

- Поддержание уставного капитала не ниже 378.531.570 тысяч тенге;
- Поддержание собственного капитала не менее 170.000.000 тысяч тенге;
- Поддерживание показатель Debt/Equity на уровне не более 2.0.

В тысячах казахстанских тенге	**Прим.**	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Итого займы	**18**	**584.319.991**	373.098.400
Минус:			
Денежные средства и их эквиваленты	15	**(88.593.054)**	(94.952.295)
Чистые заемные средства		**495.726.937**	278.146.105
Итого собственный капитал		**938.760.858**	772.802.580
Итого капитал		**1.434.487.795**	1.050.948.685
Соотношение заемного и собственного капитала		**35%**	26%

33. СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Оценка справедливой стоимости

Чтобы дать представление о достоверности данных, используемых при определении справедливой стоимости, Группа классифицирует свои финансовые инструменты на трех уровнях, установленных в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО. Результаты оценки справедливой стоимости анализируются и распределяются по уровням иерархии справедливой стоимости следующим образом: (i) к 1 уровню относятся оценки по котируемым ценам (некорректируемым) на активных рынках для идентичных активов или обязательств, (ii) ко 2 уровню - полученные с помощью методов оценки, в котором все используемые существенные исходные данные, прямо или косвенно являются наблюдаемыми для актива или обязательства (т.е., например, цены), и (iii) оценки 3 уровня, которые являются оценками, не основанными на наблюдаемых рыночных данных (т.е. основаны на ненаблюдаемых исходных данных). При отнесении финансовых инструментов к той или иной категории в иерархии справедливой стоимости руководство использует суждения. Если в оценке справедливой стоимости используются наблюдаемые данные, которые требуют значительной корректировки, то она относится к 3 Уровню. Несмотря на наличие некотируемых финансовых инструментов, они учитываются по амортизированной стоимости, а не по справедливой стоимости. Таким образом, у Группы отсутствуют финансовые инструменты 3 Уровня. Значимость используемых данных оценивается для всей совокупности оценки справедливой стоимости. Ниже приводится анализ справедливой стоимости по уровням иерархии справедливой стоимости и балансовая стоимость активов и обязательств, не оцениваемых по справедливой стоимости:

	31 декабря 2025 г.				31 декабря 2024 г.			
В тысячах казахстанских тенге	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**	**Балансовая стоимость**	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Балан-ъсовая стоимость
Обязатель-ства								
Займы *(Примечание 18)*	**–**	**566.725.656**	**–**	**584.319.991**	–	355.707.072	–	373.098.400

Для всех остальных финансовых инструментов (денежные средства и их эквиваленты, дебиторская и кредиторская задолженность, прочие финансовые активы и обязательства) справедливая стоимость соответствует балансовой стоимости.

Финансовые активы, отражаемые по амортизированной стоимости

Оценочная справедливая стоимость инструментов с фиксированной процентной ставкой определяется на основе сумм ожидаемых к получению оценочных денежных потоков, дисконтированных по действующим процентным ставкам для новых инструментов с аналогичным кредитным риском и сроком до погашения. Примененные нормы дисконтирования зависят от кредитного риска контрагента.

Финансовые обязательства, отражаемые по амортизированной стоимости

Оценочная справедливая стоимость инструментов с фиксированной процентной ставкой и установленным сроком погашения, по которым рыночные котировки отсутствуют, определяется исходя из оценочных денежных потоков, дисконтированных по действующим процентным ставкам для новых инструментов с аналогичным кредитным риском и сроком погашения.

34. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

6 января 2026 года Группа осуществила плановое погашение основного долга на сумму 1.736.827 тысяч тенге и купона на сумму 1.215.779 тысяч тенге по облигациям в соответствии с договором № 1962-И от 19 сентября 2024 года в пользу АО «Самрук-Қазына».

15 января 2026 года и 29 января 2026 года Группа осуществила пополнение уставного капитала ТОО «Семей Энерго» на суммы 50.000 тысяч тенге и 150.000 тысяч тенге, соответственно.

23 января 2026 года Группа осуществила полное погашение задолженности по основному долгу на сумму 15.234.400 тысяч тенге и вознаграждения на сумму 573.978 тысяч тенге по кредитному соглашению между АО «Самрук-Энерго» и Азиатским банком развития.

В январе 2026 года Группа внесла вклад в уставный капитал ТОО «Семей-Энерго» в размере 200.000 тысяч тенге.

34. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ (продолжение)

29 января 2026 года решением Совета директоров АО «Самрук-Энерго» (протокол № 01/26) одобрено размещение 100.000 простых акций по цене 450.000 тенге за акцию путем реализации АО «Самрук-Қазына» права преимущественной покупки на общую сумму 45.000.000 тысяч тенге.

В январе-феврале 2026 года, в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии № KS 02-14-39 от 26 ноября 2014 года заключенному с АО «Народный Банк Казахстана», АО «Алматинские электрические станции» получила займы на общую сумму 3.865.391 тысячу тенге. 13 февраля 2026 года было произведено досрочное погашение основного долга в размере 1.750.589 тысяч тенге и начисленного вознаграждения в размере 16.193 тысяч тенге.

В январе-феврале 2026 года, в рамках соглашения о предоставлении кредитной линии № KS 01-15-06 от 8 апреля 2015 года заключенному с АО «Народный Банк Казахстана», ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» получила транши на общую сумму 7.625.715 тысяч тенге со ставкой вознаграждения 20% в целях пополнения обортных средств. 13 февраля 2026 года произведено досрочное погашение в размере 4.687.817 тысяч тенге.

3 февраля 2026 года между АО «Самрук-Энерго» и АО «СЭГРЭС-2» заключено соглашение о предоставлении займа №С-5 на общую сумму до 98.876.370 тысяч тенге со ставкой вознаграждения базовая ставка НБ РК +1%, сроком на 20 лет. 9 и 19-20 февраля 2026 года в рамках данного кредитного соглашения осуществлена выдача займов в размере на общую сумму 24.133.499 тысяч тенге.

9 февраля 2026 года между АО «Самрук-Энерго» и АО «СЭГРЭС-2» в целях финансирования мероприятий по проекту «Замена трубопровода системы гидрозолоудаления станции Экибастузская ГРЭС-2» заключено соглашение о предоставлении займа на сумму до 8.117.000 тысяч тенге со ставкой вознаграждения базовая ставка НБ РК +1%, сроком на 1 год.

13 февраля 2026 года было зарегистрировано ассоциированное предприятие ТОО «Актас Энерджи». Публичная компаниия Qazaq Green Power PLC произвела взнос в уставный капитал в размере 956.849 тысяч тенге в счет приобретения 20% доли участия. Остальная 80% доля владения принадлежит TOTALENERGIES RENEWABLES S.A.S (доля участия 60%) и ТОО «KMG Green Energy» (доля участия 20%).

12 февраля 2026 года Судебная коллегия по административным делам Павлодарского областного суда рассмотрела административное дело по иску ТОО «Богатырь Комир» к РГУ «Департамент государственных доходов по Павлодарской области КГД МФ РК» о признании незаконным и отмене уведомления о результатах налоговой проверки и постановила оставить без изменения решение СМАС Павлодарской области от 3 февраля 2025 года, которым уведомление признано незаконным и отменено.

35. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ И БАЛАНСОВАЯ СТОИМОСТЬ ОДНОЙ АКЦИИ

Прибыль на акцию:

В тысячах казахстанских тенге	**2025 г.**	2024 г.
Прибыль за период, причитающаяся акционерам Группы (в тысячах казахстанских тенге)	**154.798.267**	112.507.839
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении	**7.066.816**	6.735.443
Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам Группы (с округлением до тенге), базовая и разводненная	**21.905**	16.704

Балансовая стоимость одной акции

Балансовая стоимость одной простой акции показатель, не относящийся к МСФО, и раскрывается по требованию KASE.

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее − «КФБ») от 4 октября 2010 года, консолидированная финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами. На 31 декабря 2025 года данный показатель, рассчитанный руководством Группы на основании данных консолидированной финансовой отчетности, составил 129.345 тенге (31 декабря 2024 года: 110.361 тенге). Ниже представлена таблица по расчету балансовой стоимости одной акции:

В тысячах казахстанских тенге	**31 декабря 2025 г.**	31 декабря 2024 г.
Итого активы	**1.823.896.040**	1.414.286.399
Минус: нематериальные активы	**(7.678.079)**	(5.545.328)
Минус: итого обязательства	**(885.135.182)**	(641.483.819)
Чистые активы для простых акций	**931.082.779**	767.257.252
Количество простых акций на отчетную дату *(Примечание 16)*	**7.198.467**	6.952.267
Балансовая стоимость одной акции, тенге	**129.345**	110.361