



ОТЧЕТ

**АНАЛИЗ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УГЛЯ КАЗАХСТАНА
ЯНВАРЬ-ИЮНЬ 2021 ГОДА**

ДЕПАРТАМЕНТ «РАЗВИТИЕ РЫНКА»

Июль, 2021г.

Оглавление

РАЗДЕЛ I	6
1. Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана	6
<i>Производство электроэнергии по областям РК</i>	6
2. Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана	7
<i>Потребление электрической энергии по зонам и областям</i>	7
3. Итоги работы промышленности в январе-июне 2021 года	8
<i>Электропотребление крупными потребителями Казахстана</i>	10
4. Уголь	10
<i>Добыча энергетического угля в Казахстане</i>	10
<i>Добыча угля АО «Самрук-Энерго»</i>	11
<i>Реализация угля АО «Самрук-Энерго»</i>	11
5. Возобновляемые источники энергии	11
6. Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»	13
7. Экспорт-импорт электрической энергии	15
РАЗДЕЛ II	15
8. Статус формирования Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза	15
9. Статус формирования Электроэнергетического рынка СНГ	16
10. Обзор СМИ в странах СНГ	18

РАЗДЕЛ I

1. Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана

По данным Системного оператора электростанциями РК в январе-июне 2021 года было выработано 57 325,4 млн. кВтч электроэнергии, что на 7,1% больше аналогичного периода 2020 года. Рост выработки наблюдался во всех зонах ЕЭС Казахстана.

млн. кВтч

Зона	Тип генерации	Январь-июнь		Δ, % 2020г
		2020г	2021г	
Казахстан	Всего	53502,6	57325,4	7,1%
	<i>ТЭС</i>	42659,1	45779,1	7,3%
	<i>ГТЭС</i>	4865,7	5232,1	7,5%
	<i>ГЭС</i>	4890,6	4666,1	-4,6%
	<i>ВЭС</i>	493,7	816,8	65,4%
	<i>СЭС</i>	591,4	829,7	40,3%
	<i>БГУ</i>	2,1	1,6	-23,8%
Северная	Всего	40642,3	44044,6	8,4%
	<i>ТЭС</i>	35241,5	38590,7	9,5%
	<i>ГТЭС</i>	1646,7	1499,1	-9,0%
	<i>ГЭС</i>	3303,7	3283,6	-0,6%
	<i>ВЭС</i>	230,0	387,7	68,6%
	<i>СЭС</i>	218,3	281,9	29,1%
	<i>БГУ</i>	2,1	1,6	-23,8%
Южная	Всего	5950,1	6223,4	4,6%
	<i>ТЭС</i>	3774,7	3876,4	2,7%
	<i>ГТЭС</i>	101,7	148,2	45,7%
	<i>ГЭС</i>	1586,9	1382,5	-12,9%
	<i>ВЭС</i>	115,2	270,1	134,5%
	<i>СЭС</i>	371,6	546,2	47,0%
	<i>БГУ</i>	2,1	1,6	-23,8%
Западная	Всего	6910,2	7057,4	2,1%
	<i>ТЭС</i>	3642,9	3312,0	-9,1%
	<i>ГТЭС</i>	3117,3	3584,8	15,0%
	<i>ВЭС</i>	148,5	159,0	7,1%
	<i>СЭС</i>	1,5	1,6	6,7%

Производство электроэнергии по областям РК

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

млн. кВтч

№ п/п	Область	Январь-июнь		Δ, %
		2020г	2021г	
1	Акмолинская	2 378,1	2 726,5	14,7%
2	Актюбинская	2 049,0	1 910,7	-6,7%
3	Алматинская	3 693,8	3 548,7	-3,9%
4	Атырауская	3 137,6	3 491,5	11,3%
5	Восточно-Казахстанская	4 775,2	4 670,4	-2,2%
6	Жамбылская	1 169,4	1 402,2	19,9%
7	Западно-Казахстанская	1 174,2	1 196,9	1,9%
8	Карагандинская	8 411,8	7 997,8	-4,9%
9	Костанайская	587,1	568,9	-3,1%
10	Кызылординская	279,8	339,9	21,5%
11	Мангистауская	2 598,4	2 369,0	-8,8%
12	Павлодарская	20 711,1	24 637,2	19,0%
13	Северо-Казахстанская	1 730,0	1 533,1	-11,4%
14	Туркестанская	807,0	932,6	15,6%
	Итого по РК	53 502,5	57 325,4	7,1%

Объем производства электроэнергии энергопроизводящими организациями АО «Самрук-Энерго» за январь-июнь 2021 года составил 17 891,1 млн. кВтч или увеличение на 25,8% в сравнении с показателями аналогичного периода 2020 года.

млн. кВтч

№	Наименование	2020г		2021г		Δ 2021/2020гг	
		Январь-июнь	доля в РК, %	Январь-июнь	доля в РК, %	млн. кВтч	%
	АО «Самрук-Энерго»	14 222,7	26,6%	17 891,1	31,2%	3 668,4	25,8%
1	АО «АлЭС»	2 815,7	5,3%	2 657,1	4,6%	-158,6	-5,6%
2	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»	8 483,9	15,9%	10 696,7	18,7%	2 212,8	26,1%
3	АО «Экибастузская ГРЭС-2»	2 079,6	3,9%	3 758,5	6,6%	1 678,9	80,7%
4	АО «Шардаринская ГЭС»	320,5	0,6%	307,3	0,5%	-13,2	-4,1%
5	АО «Мойнакская ГЭС»	445,7	0,8%	388,6	0,7%	-57,1	-12,8%
6	ТОО «Samruk-Green Energy»	2,0	0,004%	10,2	0,018%	8,20	410,0%
7	ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	75,3	0,1%	72,7	0,1%	-2,6	-3,5%

2. Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана

Потребление электрической энергии по зонам и областям

По данным Системного оператора, в январе-июне 2021 года наблюдался рост в динамике потребления электрической энергии республики в сравнении с показателями января-июня 2020 года на 6%. Так, в северной зоне республики потребление увеличилось на 6%, в южной на 10% и в западной на 2%.

млн. кВтч

№	Наименование	янв.- июнь 2020г	янв.- июнь 2021г	Δ, млн. кВтч	Δ, %
I	Казахстан	53 134	56 396,6	3 262,6	6%
1	Северная зона	34 987,1	36 959,6	1 972,5	6%
2	Западная зона	6 936,5	7 079	142,5	2%
3	Южная зона	11 210,4	12 358	1 147,6	10%
	<i>в т.ч. по областям</i>				
1	Восточно-Казахстанская	4 719,3	4 715,9	-3,4	-0,1%
2	Карагандинская	9 210,8	9 548,5	337,7	4%
3	Акмолинская	4 528,8	5 140,5	611,6	14%
4	Северо-Казахстанская	825,0	883,9	59,0	7%
5	Костанайская	2 274,9	2 419,6	144,7	6%
6	Павлодарская	10 159,8	10 864,4	704,6	7%
7	Атырауская	3 241,9	3 259,5	17,6	1%
8	Мангистауская	2 561,8	2 572,6	10,8	0,4%
9	Актюбинская	3 268,7	3 386,8	118,1	4%
10	Западно-Казахстанская	1 132,7	1 246,9	114,2	10%
11	Алматинская	5 511,9	6 083,7	571,8	10%
12	Туркестанская	2 495,4	2 741,3	245,9	10%
13	Жамбылская	2 352,4	2 550,7	198,3	8%
14	Кызылординская	850,6	982,3	131,7	15%

3. Итоги работы промышленности в январе-июне 2021 года

(экспресс-информация Бюро национальной статистики АСПР РК)

В январе-июне 2021г. по сравнению с январем-июнем 2020 года индекс промышленного производства (далее ИПП) составил 101,5%. Увеличение объемов производства зафиксировано в 14 регионах республики, снижение наблюдалось в Атырауской, Западно-Казахстанской и Мангистауской областях.

Изменение объемов промышленной продукции по регионам

в % к соответствующему периоду предыдущего года



В г. Алматы за счет увеличения роста производства изделий кондитерских из шоколада и сахара, мороженого, пива, готовых кормов для животных, бумажной

продукции, строительных сборных металлоконструкций, товарного бетона, легковых и грузовых автомобилей, автобусов ИПП составил 119,8%.

В Алматинской области ИПП составил 115,8% за счет увеличения выпуска табачной продукции, производства напитков, сахара, строительных растворов, портландцемента и электрических аккумуляторов.

В городе Нур-Султан ИПП составил 115,7%, в основном за счет роста производства безалкогольных напитков, товарного бетона, аффинированного золота, распределительных щитов, конструкций строительных сборных из цемента и бетона, выпуска железнодорожных вагонов и дизельных локомотивов.

В Костанайской области ИПП составил 109,8% за счет увеличения добычи железных, золотосодержащих и алюминиевых руд, железорудных концентратов и окатышей, производства муки, золота в сплаве доре, тракторов, комбайнов и легковых автомобилей.

В Северо-Казахстанской области за счет роста производства молока, муки, сливочного масла, кондитерских изделий, мешков и пакетов упаковочных, труб из пластмасс, увеличения выпуска грузовых вагонов ИПП составил 108,5%.

В Актюбинской области ИПП составил 108,2% за счет увеличения добычи медных и цинковых концентратов, роста производства хромовых солей и окиси хрома.

В Акмолинской области за счет увеличения добычи золотосодержащих руд, производства пестицидов, труб и шлангов из резины, урана природного, выпуска комбайнов, тракторов и грузовых автомобилей ИПП составил 107,5%.

В Жамбылской области за счет роста добычи фосфатного сырья, производства сахара, фосфорных удобрений, ферросиликомарганца и дизельного топлива ИПП составил 107,3%.

В городе Шымкент за счет увеличения производства безалкогольных напитков, подсолнечного масла, лекарств, портландцемента, товарного бетона, топочного мазута, моторного масла, трансформаторов, электрических проводов и кабелей ИПП составил 107,2%.

В Восточно-Казахстанской области ИПП составил 107,1% за счет увеличения добычи медных и золотосодержащих руд, золотосодержащих концентратов, производства готовых кормов для животных, аффинированного золота и серебра, черновой меди, грузовых автомобилей и тракторов.

В Павлодарской области ИПП составил 105,5% за счет роста добычи медных руд, производства пестицидов, бензина, дизельного топлива, топочного мазута и переработки вторичного металлического сырья.

В Туркестанской области за счет роста добычи урановых и ториевых руд, золотосодержащих концентратов, производства муки, колбасных изделий, товарного бетона, электрических трансформаторов, автоматических выключателей ИПП составил 101,5 %.

В Карагандинской области рост ИПП составил 101,4% за счет увеличения добычи золотосодержащих концентратов, производства лекарств, нелегированной стали, чугуна передельного, плоского и оцинкованного проката.

В Кызылординской области ИПП составил 100,5% за счет увеличения производства риса, серной кислоты, портландцемента, строительных сборных конструкций из бетона.

В Западно-Казахстанской ИПП составил 93,6% за счет снижения добычи газового конденсата.

В Атырауской (89%) и Мангистауской (94,1%) областях ИПП снизился в основном за счет сокращения добычи сырой нефти.

Электропотребление крупными потребителями Казахстана

За январь-июнь 2021 года по отношению к аналогичному периоду 2020 года потребление электроэнергии по крупным потребителям практически не изменилось (рост 0,39%).

млн. кВтч

№ п/п	Потребитель	Январь-июнь		
		2020г	2021г	Δ, %
1	АО «Арселор Миттал Темиртау»	1 851,7	1 868,3	1%
2	АО АЗФ (Аксуйский) «ТНК Казхром»	2 910,8	2 699,7	-7%
3	ТОО «Kazakhmys Smelting»	601,1	576,8	-4%
4	ТОО «Казцинк»	1 424,4	1 394,3	-2%
5	АО «Соколовско-Сарбайское ГПО»	848,5	818,9	-3%
6	ТОО «Корпорация Казахмыс»	647,9	646,1	0%
7	АО АЗФ (Актюбинский) «ТНК Казхром»	1 566,9	1 554,3	-1%
8	РГП «Канал им. Сатпаева»	88,9	125,8	41%
9	ТОО «Казфосфат»	1 069,2	963,3	-10%
10	АО «НДФЗ» (входит в структуру ТОО Казфосфат)	929,9	810,1	-13%
11	ТОО «Таразский Металлургический завод»	109,3	160,5	47%
12	АО «Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат»	454,3	302,7	-33%
13	ТОО «Тенгизшевройл»	930,7	940,0	1%
14	АО «ПАЗ» (Павлодарский алюминиевый завод)	479,8	471,2	-2%
15	АО «КЭЗ» (Казахстанский электролизный завод)	1 876,4	1 885,1	0%
16	ТОО «ТемиржолЭнерго»	705,1	777,9	10%
17	АО «KEGOC»	2 170,4	2 618,9	21%
Итого		17735,4	17804,0	0,39%

млн. кВтч

	Наименование	Январь-май		Отклонение, млн. кВтч	Δ, % 2020 год
		2020 год	2021 год		
I	АО «Самрук-Энерго»	3574,96	3 952,5	377,5	10,6%
1.	ТОО «Богатырь-Комир»	152,62	151,5	-1,1	-0,7%
2.	АО «АлатауЖарык Компаниясы»	447,46	478,8	31,4	7,0%
3.	ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	2974,89	3 322,2	347,3	11,7%

4. Уголь

Добыча энергетического угля в Казахстане

По информации Бюро национальной статистики, в Казахстане в январе-июне 2021 года добыто 52 147,2 тыс. тонн каменного угля, что меньше на 1%, чем за аналогичный период 2020 года (52661,2 тыс. тонн).

тыс. тонн

№ п/п	Область	Январь-июнь		Δ, %
		2020 год	2021 год	
1	Павлодарская	33 606,1	32 284,8	96%
2	Карагандинская	15 938,3	15 943,5	100%
3	Восточно-Казахстанская	3 055,1	3 669,8	120%
	Всего по РК	44 951,9	44 447,8	99%

Добыча угля АО «Самрук-Энерго»

В январе-июне 2021 года ТОО «Богатырь Комир» добыто 22 244 тыс. тонн, что на 0,7% больше, чем за соответствующий период 2020 года (22 083 тыс. тонн).

Реализация угля АО «Самрук-Энерго»

В январе-июне 2021 года реализовано 22 517 тыс. тонн, в т.ч.:

- на внутренний рынок РК 18 230 тыс. тонн, что на 8,1% больше, чем за соответствующий период 2020 года (16 870 тыс. тонн);

- на экспорт (РФ) – 4 287 тыс. тонн, что на 18,2% меньше, чем за соответствующий период 2020 года (5 239 тыс. тонн).

тыс. тонн

№ п/п	Область	Объем реализации, тыс. тонн		Δ, % 2021/2020гг
		Январь-июнь 2020г	Январь-июнь 2021г	
	Всего на внутренний рынок РК	16 870	18 230	108,1%
	Всего на экспорт в РФ	5 239	4 287	81,8%

По показателям за январь-июнь 2021 года по сравнению с аналогичным периодом 2020 года в Обществе наблюдается увеличение реализации угля на 1,8%.

5. Возобновляемые источники энергии

По данным системного оператора объем производства электроэнергии объектами по использованию ВИЭ (СЭС, ВЭС, БГС, малые ГЭС) РК за январь-июнь 2021 года составила 2005,5 млн. кВтч. В сравнении с периодом январь-май 2020 года (1470 млн. кВтч) прирост составил 2,7%.

млн. кВтч

№	Наименование	2020г		2021г		Отклонение 2020/2021гг,	
		Январь-Июнь	доля в РК, %	Январь-Июнь	доля в РК, %	млн. кВтч	%
	Всего выработка в РК	53502,5	100,0 %	57325,4	100%	3822,9	1,1%

Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по зонам		1470,0	2,7%	2005,5	3,5%	535,5	1,4%
1.	Северная зона	512,7	34,9%	750,8	37,4%	238,1	1,5%
2.	Южная зона	753,6	51,3%	1092,5	54,5%	338,9	1,4%
3.	Западная зона	203,7	13,9%	162,2	0,0%	-41,5	0,8%
Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по типам		1470,0	2,7%	2005,2	3,5%	535,5	1,4%
1.	СЭС	645,0	43,9%	831,3	41,5%	186,3	1,3%
2.	ВЭС	491,2	33,4%	816,8	40,7%	325,6	1,7%
3.	Малые ГЭС	331,7	22,6%	353,9	17,6%	22,2	1,1%
4.	БиоГазовые Установки	2,1	0,1%	3,2	0,2%	1,1	1,5%

В январе-июне 2021г. наблюдается повышение производства электроэнергии малыми ГЭС по сравнению с аналогичным периодом 2020г.

млн. кВтч

№	Наименование	2020г		2021г		Отклонение 2020/2021гг,	
		Январь-Июнь	доля в РК, %	Январь-Июнь	доля в РК, %	млн. кВтч	%
	Производство э/э в ЕЭС РК	53502,5	100%	57325,4	100,0%	3822,9	1,1%
1.	Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ + Крупные ГЭС)	4498,2	8,4%	4590,8	8,0%	92,6	1,0%
2.	Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ без учета Крупных ГЭС)	1470,0	2,7%	2005,5	3,5%	535,5	1,4%

Выработка электроэнергии объектами ВИЭ АО «Самрук-Энерго» (СЭС, ВЭС, малые ГЭС) за январь-июнь 2021 года составила 156,9 млн. кВтч или 7,8% от общего объема вырабатываемой объектами ВИЭ электроэнергии, что по сравнению с аналогичным периодом 2020 года ниже на 0,9% (за январь-июнь 2020г. выработка ВИЭ Общества составила 170,4 млн. кВтч, а доля ВИЭ Общества 11,6%).

млн. кВтч

№	Наименование	2020г		2021г		Отклонение 2020/2021гг,	
		Январь-Июнь	доля в РК, %	Январь-Июнь	доля в РК, %	млн. кВтч	%
1	Производство АО «Самрук-Энерго» «чистой» электроэнергии (ВИЭ + Крупные ГЭС)	1317,5	29,3%	1246,0	27,1%	-71,5	0,9%
2	Производство АО «Самрук-Энерго» «чистой» электроэнергии (ВИЭ без учета Крупных ГЭС) в т.ч.:	170,4	11,6%	156,9	7,8%	-13,5	0,9%
	АО «АлЭС» Каскад малых ГЭС	82,7	5,6%	74,0	3,7%	-8,7	0,9%
	ТОО «Samruk-Green Energy» СЭС 2МВт	2,0	0,1%	2,6	0,1%	0,6	1,3%
	ТОО «Samruk-Green Energy» ВЭС Шелек 5МВт	0,0	0,0%	7,6	0,0%	7,6	
	ТОО «Первая ветровая электрическая станция» ВЭС 45 МВт	85,7	5,8%	72,7	3,6%	-13,0	0,8%

6. Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»

(информация АО «КОРЭМ»)

Общие итоги торгов

По результатам проведенных централизованных торгов электроэнергией в июне 2021 года были заключены 60 сделок объеме 401 304 тыс. кВт*ч на общую сумму 3 432 744,96 тыс. тенге (без НДС) (включая, спот-торги в режиме «за день вперед» и торги на среднесрочный и долгосрочный периоды), в том числе:

- спот-торги в режиме «за день вперед» - была заключена 51 сделка в объеме 53 976 тыс. кВт*ч на общую сумму 462 086,4 тыс. тенге. Минимальная цена на спот-торгах в режиме «за день вперед» составила – 8,5 тг/кВт*ч (без НДС), максимальная цена – 8,7 тг/кВт*ч (без НДС);
- спот-торги «в течение операционных суток» - сделок заключено не было;
- торги электроэнергией на средне- и долгосрочный периоды - были заключены 9 сделок объемом 347 328 тыс. кВт*ч на общую сумму 2 970 658,56 тыс. тенге (без НДС). Минимальная цена по данному виду централизованных торгов составила 2,75 тг/кВт*ч (без НДС), максимальная – 10,14 тг/кВт*ч (без НДС).

За аналогичный период 2020 года общий объем централизованных торгов составил 115 824 тыс. кВт*ч. В таблице ниже приведена динамика цен сделок, заключенных на централизованных торгах в июне 2020-2021 год.

Динамика цен, сложившихся по итогам централизованных торгов
в июне 2020-2021 гг.

июнь	спот-торги в режиме «за день вперед»		торги на средне- и долгосрочные периоды		в течение операционных суток	
	MIN цена	MAX цена	MIN цена	MAX цена	MIN цена	MAX цена
	тг/кВт*ч (без НДС)					
2020	7,2	7,3	1,1	7,95	-	-
2021	8,5	8,7	2,75	10,14	-	-

Итоги спот-торгов в режиме «за день вперед»

По итогам проведенных спот-торгов в июне 2021 года была заключена 51 сделка в объеме 53 976 тыс. кВт*ч, минимальная клиринговая цена на спот-торгах в режиме «за день вперед» составила – 8,5 тг/кВт*ч (без НДС), а максимальная – 8,7 тг/кВт*ч (без НДС).

В таблице ниже представлены итоговые результаты спот-торгов в режиме «за день вперед» в июне 2021 года.

Дата	Спрос				Предложение				Сделки		
	Суммарный объем спроса	Неудовлетворенный объем спроса	Min цена (без НДС)	Max цена (без НДС)	Суммарный объем предложения	Нереализованный объем предложения	Min цена (без НДС)	Max цена (без НДС)	Объем	Min цена (без НДС)	Max цена (без НДС)
02.06.2021	792	792	7,01	8,9	0	0	0	0	0	0	0
03.06.2021	1488	1488	5	8,9	0	0	0	0	0	0	0
04.06.2021	2760	1488	5	8,9	1272	0	8,5	8,5	1272	8,5	8,5
05.06.2021	1728	1488	5	8,9	240	0	8,5	8,5	240	8,5	8,5
06.06.2021	1968	1488	5	8,9	480	0	8,5	8,5	480	8,5	8,5
07.06.2021	1704	1344	5	8,9	360	0	8,5	8,5	360	8,5	8,5
08.06.2021	3144	1464	5	8,9	1680	0	8,5	8,5	1680	8,5	8,5
09.06.2021	4800	1488	5	8,9	3312	0	8,5	8,5	3312	8,5	8,5
10.06.2021	3528	1440	5	8,5	2088	0	8,5	8,5	2088	8,5	8,5
11.06.2021	3192	1464	5	8,9	1728	0	8,5	8,5	1728	8,5	8,5
12.06.2021	2256	1344	5	8,9	912	0	8,5	8,5	912	8,5	8,5
13.06.2021	3072	1440	5	9	1632	0	8,5	8,5	1632	8,5	8,5
14.06.2021	3432	1440	5	9	1992	0	8,5	8,5	1992	8,5	8,5
15.06.2021	5232	1392	2801	8,9	3840	0	8,5	8,5	3840	8,5	8,5
16.06.2021	5712	3312	5	8,9	2400	0	8,5	8,5	2400	8,5	8,5
17.06.2021	5280	1440	5	8,9	3840	0	8,5	8,5	3840	8,7	8,7
18.06.2021	5112	1368	5	9	3744	0	8,5	8,5	3744	8,6	8,6
19.06.2021	5304	1368	5	9	3936	0	8,5	8,5	3936	8,6	8,6
20.06.2021	5088	1488	5	8,9	3600	0	8,5	8,5	3600	8,6	8,6
21.06.2021	3912	1512	5	8,9	2400	0	8,5	8,5	2400	8,6	8,6
22.06.2021	5400	1560	5	8,9	3840	0	8,5	8,5	3840	8,5	8,5
23.06.2021	5088	1248	5	8,9	3840	0	8,5	8,5	3840	8,6	8,6
24.06.2021	4560	1320	5	8,9	3240	0	8,5	8,5	3240	8,6	8,6
25.06.2021	1272	1272	5	8,9	0	0	0	0	0	0	0
26.06.2021	1248	1248	5	8,9	0	0	0	0	0	0	0
27.06.2021	1224	1224	5	8,9	0	0	0	0	0	0	0
28.06.2021	4008	1272	5	8,9	2736	0	8,5	8,5	2736	8,6	8,6
29.06.2021	1248	1248	5	5,9	0	0	0	0	0	0	0
30.06.2021	1272	1272	5	8,9	0	0	0	0	0	0	0
01.07.2021	2112	1248	5,59	8,9	864	0	8,5	8,5	864	8,7	8,7
Всего:	93552	42960			53976	0			53976		

Из таблицы видно, что суммарный объем спроса составил 93 552 тыс. кВт*ч., при этом суммарный объем предложения составил 53 976 тыс. кВт*ч, при заключенных сделках в объеме 53 976 тыс. кВт*ч.

Неудовлетворенный объем спроса в июне 2021 года составил 42 960 тыс. кВт*ч, а неудовлетворенный объем предложения 0 тыс. кВт*ч. В процессе спот-торгов в торговую систему всего было принято заявок в количестве - 160, из них 136 заявок от покупателей и 24 заявки от продавцов.

Итоги спот-торгов «в течение операционных суток»

По итогам проведенных торгов в июне 2021 года сделок заключено не было. По итогам проведенных торгов в июне 2020 года сделок также заключено не было.

Итоги торгов на средне- и долгосрочный период

В июне 2021 года по итогам торгов на средне- и долгосрочный периоды были заключены 9 сделок объемом 347 328 тыс. кВт*ч на общую сумму 2 970 658,56 тыс. тенге (без НДС). Минимальная цена по данному виду централизованных торгов составила 2,75 тг/кВт*ч (без НДС), а максимальная – 10,14 тг/кВт*ч (без НДС).

За аналогичный период 2020 года по торгам электроэнергией на средне- и долгосрочный периоды - были заключены 2 сделки объемом 60 240 тыс. кВт*ч на общую сумму 444 384 тыс. тенге (без НДС). Минимальная цена по данному виду централизованных торгов составила 1,1 тг/кВт*ч (без НДС), а максимальная – 7,95 тг/кВт*ч (без НДС).

7. Экспорт-импорт электрической энергии

В целях балансирования производства-потребления электроэнергии в январе-июне 2021 года экспорт в РФ составил 612,6 млн. кВтч, импорт из РФ – 668,5 млн. кВтч.

В том числе экспорт АО «KEGOC» – 577,4 млн. кВтч, импорт электроэнергии из РФ за отчетный период в объеме 526,7 млн. кВтч.

млн. кВтч

Наименование	2020г	2021г	Δ 2021/2020гг	
	Январь-июнь		млн. кВтч	%
Экспорт Казахстана	-949,6	-1 670,4	-720,8	75,9%
в Россию	-489,8	-612,6	-122,8	25,1%
в ОЭС Центральной Азии	-459,8	-1 057,8	-598,0	130,1%
Импорт Казахстана	581,0	741,5	160,5	27,6%
из России	544,7	668,5	123,7	22,7%
из ОЭС Центральной Азии	36,3	73,0	36,7	101,4%
Сальдо-переток «+» дефицит, «-» избыток	-368,6	-928,9	-560,3	152,0%

РАЗДЕЛ II

8. Статус формирования Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза

Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза планируется сформировать путем интеграции национальных рынков электроэнергии **Армении, Белоруссии, Казахстана, Кыргызстана и России**. Государства-члены ЕАЭС проводят поэтапное формирование общего электроэнергетического рынка Союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем с учетом приоритетного обеспечения электрической энергией внутренних потребителей государств-членов.

При этом будет соблюден баланс экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов ОЭР ЕАЭС.

29 мая 2019 года в рамках празднования пятилетия подписания Договора о Евразийском экономическом союзе Высшим советом подписан международный договор о формировании общего электроэнергетического рынка Союза в форме Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза).

20 декабря 2019 года Высшим советом принято Решение № 31 «О плане мероприятий, направленных на формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза», устанавливающего в том числе сроки утверждения и вступления в силу правил функционирования общего электроэнергетического рынка Союза, а также других актов, предусмотренных указанным Протоколом.

В настоящее время государствами-членами ЕАЭС проводится работа по разработке и согласованию правил функционирования ОЭР ЕАЭС.

В 2021 году проведены одно заседание Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК (далее – Консультативный комитет) (14-е заседание, 21 января 2021 года) и одно заседание Подкомитета по формированию ОЭР ЕАЭС Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК (далее – Подкомитет) (56-е заседание 14 января, 57-е заседание 5 февраля, 58-е заседание 25-26 февраля, 59-е заседание 11-12 марта, 60-е заседание 26 марта, 61-е заседание 9 апреля, 63-е заседание 13 мая, 64-е заседание 7 июня, 65-е заседание 24-25 июня).

Работа по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза продолжается.

9. Статус формирования Электроэнергетического рынка СНГ

С 1992 года проведено 55 заседаний Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств (далее – ЭЭС СНГ).

Решением ЭЭС СНГ (Протокол №50 от 21.10.2016г.) утвержден Сводный план-график формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

№	Мероприятия	Срок исполнения	Текущий статус
1	Реализация мероприятий согласно разделу II. Плана мероприятий по сотрудничеству между ЕЭК и ЭЭС СНГ, утвержденного 10 июня 2016 года.	2016-2020 гг.	Обеспечивается постоянное участие представителей ЕЭК на заседаниях ЭЭС СНГ, представителей ИК ЭЭС СНГ – на заседаниях по формированию ОЭР ЕАЭС.
2	Подготовка проекта Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.	2016-2017 гг.	Решение о разработке Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии принято на 45-м заседании ЭЭС СНГ. Проект Порядка рассматривался на 29-м заседании Рабочей группы «Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ» 15 сентября 2016 года в г. Москва (РФ). В соответствии с Решением 47-го заседания ЭЭС СНГ в План мероприятий ЭЭС СНГ на 2016 год включены разработка и утверждение проектов документов об определении величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электроэнергии и урегулировании величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии. Работа продолжается.
3	Подготовка проекта Порядка распределения пропускной способности межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта между участниками экспортно-импортной деятельности.	2018-2020 гг.	Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ утверждены Методические рекомендации по метрологическому обеспечению измерительных комплексов учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи. Решением 50-го заседания ЭЭС СНГ утвержден График проведения мониторинга применения в производственной деятельности энергосистем государств – участников СНГ нормативных технических документов области метрологии электрических измерений и учета электроэнергии.
4	Подготовка проекта Порядка компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии	2018-2020 гг.	Унифицированный формат макета обмена данными по учёту межгосударственных перетоков электроэнергии, разработанный Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых

	через энергосистемы государств-участников СНГ.		Государств, утвержден решением 33-го заседания ЭЭС СНГ и рекомендован органам управления электроэнергетикой государств – участников СНГ для использования при организации учета межгосударственных перетоков электрической энергии и обмене данными по межгосударственным перетокам.
5	Гармонизация национального законодательства в области электроэнергетики, разработка и принятие национальных нормативных правовых документов, необходимых для формирования и функционирования ОЭР СНГ.	2020-2025 гг.	Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ утверждены Концептуальные подходы технического регулирования и стандартизации в области электроэнергетики. Так же утверждено Положение о Рабочей группе «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики». Решением 51-го заседания ЭЭС СНГ утверждено План работы данной Рабочей группы.

10. Обзор СМИ в странах СНГ

(по информации с сайта Исполнительного комитета ЭЭС СНГ и АО «КОРЭМ»)

РЕСПУБЛИКА АРМЕНИЯ.

Перспективы развития геотермальной энергетики в Армении будут рассмотрены 3 июня на конференции, посвященной результатам исследовательского проекта «Оценка геотермальных энергетических ресурсов и природных опасностей в Армении», подготовленного совместной армяно-американской научно-исследовательской группой. Проект финансируется PEER Science Национальной академии наук США.

Отметим, что исследования по развитию альтернативных источников энергии, в том числе и геотермальной энергетики, начались в Армении еще во второй половине 2000-х годов. Проводила их испанская компания «Арриес» и по результатам этих работ было принято решение о создании геотермальной станции «Каркар» мощностью до 40 МВт на юго-востоке страны. В апреле 2017 года началась работа по разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта строительства станции на основе проведенных исследований, подтвердивших ресурсы данного источника. Были пробурены две скважины до глубины в 1500 метров каждая, которые подтвердили наличие необходимых объемов горячей воды с температурой в 122,5 градуса выше нуля, для строительства станции. Тестирование проводилось в лучших лабораториях мира. Изначально планировалось, что программа будет выставлена на международный тендер до конца 2018 года. Однако инвесторов так и не нашли, хотя некоторый интерес был проявлен со стороны чешской компании SUMEG GEOPOWER AG. Согласно программе, строительство этого энергообъекта позволит Армении получить дополнительно 200-250 млн кВт.ч электроэнергии. Причем, станция станет базовой, то есть, будет вырабатывать электроэнергию в круглосуточном режиме. Предварительно, объем инвестиций в проект составляет около \$50 млн. К местности Каркар была проложена дорога, которая должна была послужить строительству и эксплуатации геотермальной электростанции.

Помимо «Каркара» в Армении имеются и другие перспективные источники, например, «Джермахпюр», «Лидзор», источники на границе с Грузией и в Сисиане.

Программа "Кавказская сеть электропередач" заработает в лучшем случае после 2025 года. Программа, предусматривающая строительство линии электропередач и подстанции Армения - Грузия для организации параллельной синхронной работы

энергосистем двух стран заработает в лучшем случае после 2025 года. Сложности с организацией параллельного режима работы связаны с задержкой строительства инфраструктуры, в том числе преобразовательной станции.

Однако, сложностей с обеспечением островного режима перетока электроэнергии нет. На сегодняшний день Армения закупает в режиме импорта электроэнергию у Грузии не в связи с дефицитом, а по причине ее дешевизны, благодаря чему впервые за последние годы удалось обеспечить в период с февраля по начало июня «тарифную экономию» на сумму 2.6 млрд драмов.

В рамках программы «Кавказская сеть электропередач» запланированы работы по строительству подстанции "Ддмашен" 400/220/10 кВ, воздушной линии электропередач 400/500 кВ, преобразовательной станции "Айрум", с возможностью синхронизации работ региональных энергосистем.

Армянская и российская стороны обсудят вопрос о продлении ресурса Армянской АЭС до 2031 года. Армянская и российская стороны скоро приступят к обсуждению вопроса о продлении ресурса Армянской АЭС до 2031 года.

Замминистра проинформировал, что концепция по продлению ресурса ААЭС уже готова и предполагает увеличить ресурс АЭС после ее модернизации на 10 лет.

На Армянской АЭС стартовал ключевой планово-предупредительный ремонт (ППР-2021) в рамках проекта по модернизации и продлению срока эксплуатации станции. АЭС остановлена на 141 день. Это самый продолжительный ППР с начала реализации проекта модернизации.

Эмиратская компания "Масдар" построит в Армении солнечную электростанцию, мощностью в 200 МВт. Компания из ОАЭ «Масдар» построит в Армении солнечную электростанцию мощностью в 200 МВт. Стоимость проекта составит 175 млн долларов США.

Стоимость одного киловатт-часа энергии составит 2,90 долл. США. Бенефициаром 85% акций программы станет компания «Масдар», а 15% акций - будут принадлежать армянскому Фонду государственных интересов ANIF. Строительство будет осуществлено за 2 года.

Гелиостанция "Айг -1", установленной мощностью в 200 МВт., будет задействована в 2025 году. Правительство Армении на заседании кабмина утвердило итоги предквалификационного конкурса в рамках проекта по строительству фотовольтаидной промышленной станции "АЙГ- 1" и внесло изменения в сроки финансирования проекта.

В рамках проекта планируется построить гелиостанцию "Айг -1", установленной мощностью в 200 МВт. Станция будет размещена на территории общин Талин и Даштадем Арагацотнской области Армении. Победитель конкурса - Abu Dhabi Future Energy Company PJSC - Masdar, по его словам, предложил достаточно низкий тариф с будущего объекта солнечной генерации - \$0,0290 электроэнергии без учета НДС за 1 кВт/ч электроэнергии. Бенефициаром 85% акций программы станет компания "Масдар", а 15% акций - будут принадлежать армянскому Фонду государственных интересов ANIF. Стоимость проекта составит примерно \$174 млн, станция будет введена в эксплуатацию в 2025 году.

Выработка электроэнергии в Армении за январь-май выросла на 2% в годовом разрезе. **Объем производства электроэнергии, по оперативным статистическим данным, за январь-май 2021 года повысился на 2% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, сообщает Национальный статистический комитет республики.**

Как отмечается в отчете, объем производства электроэнергии за январь-май 2021 года составил 3 310.3 млн. кВт.ч.

При этом данный показатель в мае 2021 года по сравнению с маем 2020 года сократился на 3,1%, а по сравнению с апрелем 2021 года снизился на 12,9%.

Ардшинбанк привлек 20 млн. долларов кредитных средств от Фонда глобального климатического партнерства (GCPF) для развития зеленой энергетики. Привлеченные средства будут использованы для увеличения кредитных вложений в проекты повышения энергоэффективности и возобновляемых источников энергии, в основном, для финансирования солнечных панелей.

РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ

Новогрудской ветроэлектрической станции исполнилось 5 лет. Новогрудская ветроэлектрическая станция (ВЭС) находится на обслуживании филиала «Лидские электрические сети» РУП «Гродноэнерго». Первая ветроустановка была построена в 2011 году. Затем РУП «Гродноэнерго» построило на Новогрудской возвышенности и ввело в эксплуатацию пять новых ветроустановок суммарной мощностью 7,5 МВт. В июне 2016 года государственная комиссия подписала акт ввода в постоянную эксплуатацию Новогрудской ветроэлектростанции. Эту дату можно официально считать продолжением реализации масштабного проекта по развитию возобновляемых источников энергии в Гродненской энергосистеме. С учетом построенного ранее «ветряка» общая мощность генерирующего оборудования достигла 9 МВт. Новогрудская ветроэлектрическая станция стала первой промышленной ветроэлектрической станцией в Беларуси.

Утверждена программа комплексной модернизации производств энергетической сферы. В целях обеспечения системного планирования среднесрочного развития электроэнергетики и реализации Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, программы деятельности правительства Республики Беларусь на период до 2025 г. разработана и Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 05.04.2021 №19 утверждена Программа комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021–2025 гг.

Целью программы является реализация в 2021–2025 гг. мероприятий по комплексной модернизации электрических станций и котельных, электрических и тепловых сетей организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Продолжается реконструкция Минской ТЭЦ-3. В рамках выполнения Программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021–2025 гг. в филиале «Минская ТЭЦ-3» РУП «Минскэнерго» продолжается реализация проекта по реконструкции Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей очереди 14 МПа.

На Минской ТЭЦ-4 начали подготовку к предстоящему отопительному сезону. Активную подготовку к осенне-зимнему периоду 2021/2022 гг. начал филиал «Минская ТЭЦ-4» РУП «Минскэнерго». В настоящее время в котлотурбинном цехе №2 проводится капитальный ремонт энергоблока ст. №5. Общая продолжительность работ составит 68 дней. За это время планируется выполнить капитальный ремонт котлоагрегата, турбоагрегата и вспомогательного оборудования. Ведутся испытания и снятие эксплуатационных характеристик систем регулирования на остановленной турбине энергоблока ст. №6 перед ремонтом, проверяются плотности и оборудование системы регулирования турбины. Также в филиале проводятся текущие ремонты котла БКЗ-420-140 НГМ ст. №7 и турбины Т-110/120-130 ст. №3. Основная задача проведения капитального ремонта – обеспечение исправного состояния оборудования, его надежной и экономичной работы.

На завершающей стадии первая очередь строительства пиковорезервных энергоисточников на ТЭЦ-5. В рамках реализации проекта по интеграции Белорусской АЭС в энергосистему страны на четырех объектах осуществляется строительство пиково-резервных энергоисточников (ПРЭИ). В частности, на Минской ТЭЦ-5 ведутся работы по двум очередям: установка автотрансформатора связи 330/110/35 кВ мощностью 200 МВА и строительство ПРЭИ мощностью 300 МВт. «Первая очередь находится на завершающей стадии. Нам осталось смонтировать технологическую эстакаду, ОРУ 110 и 330 кВ, а также проложить контрольные кабели. Эти работы планируют закончить до сентября. Что касается второй очереди, то на данный момент готовятся фундаменты под газотурбинные установки и вспомогательное

оборудование, и в середине месяца сюда должна прибыть первая из этих установок – Siemens SGT-800, а всего таких будет шесть мощностью 50 МВт каждая. Завершение строительно-монтажных работ запланировано на март 2022 г.», – рассказал начальник отдела капитального строительства филиала «ТЭЦ-5» РУП «Минскэнерго»

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН.

Строительство третьего энергоблока на Экибастузской ГРЭС-2 возобновляется. Названа дата сдачи объекта – декабрь 2025 года. Приступить к строительству планируется в апреле 2023 года, сообщает inbusiness.kz со ссылкой на материалы не технического резюме разработчиков.

На сегодня установленная электрическая мощность станции АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» составляет 1000 МВт в двухблочном режиме.

После того, как в декабре 2019 года Самрук-Казына завершил сделку по покупке 50% Экибастузской ГРЭС-2 у Интер РАО за % 25 млн, станция полностью перешел под контроль Казахстана и был передан в управление Самрук-Энерго, которому уже принадлежали другие 50% Экибастузской ГРЭС-2.

Строительство станции началось в 1979 году с изначально планируемыми 8 энергоблоками мощностью 500 МВт каждый. В 1993 году, после пуска в эксплуатацию второго энергоблока дальнейшее развитие станции было приостановлено. В 2011 году начались работы по строительству третьего энергоблока, которые были свернуты через пять лет в связи с экономической нецелесообразностью на фоне и без того наблюдающегося избытка мощностей в регионе. Ситуация изменилась и для покрытия растущих энергопотребностей Казахстан вернулся к реализации проекта. Теперь самостоятельно. Проектная мощность блока составит 636 МВт.

К слову, о необходимости строительства было сказано во время недавнего визита в регион премьер-министру РК Аскара Мамина.

На строительстве третьего энергоблока из-за принятия решения о применении технологического оборудования производства КНР сложились не типовые условия, которые потребовали произвести существенную реконструкцию главного корпуса. Это, в свою очередь, привело к появлению значительных объемов демонтажных работ и одновременному ведению монтажа конструкций главного корпуса и технологического оборудования.

Что сдерживает рост рынка ВИЭ в Казахстане. PwC Kazakhstan опубликовал исследование рынка возобновляемых источников энергии: «Рынок ВИЭ в Казахстане: потенциал, вызовы и перспективы». В исследовании приняли участие производители ВИЭ, представители международных банков развития, регулятор, научные сотрудники, аналитики и консультанты, участвующие в непосредственном создании объектов ВИЭ в Казахстане.

Казахстан взял на себя обязательства по расширению доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и альтернативных источников энергии. С начала 2011 года количество объектов ВИЭ в Казахстане выросло с 23 до 111. Основные драйверы роста: законодательство, гарантия «зеленого» тарифа и выкупа электроэнергии и новая стратегия (согласно «Концепции по переходу Республики Казахстан к зеленой экономике»):

- 3% доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии к 2020 году;
- 10% доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии к 2030 году;
- 50% доли альтернативных и ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии к 2050 году.

Предпосылки для развития ВИЭ в Казахстане высокие (так считают 91% опрошенных), однако природный потенциал от региона к региону отличается. Например, на юге страны (где всегда была высокая потребность в электроэнергии) интенсивно развиваются солнечные станции, которые относительно легко построить и ввести в эксплуатацию.

Инвестиции в альтернативную энергетику привели к росту ВИЭ до 3% доли в структуре производства электроэнергии в Казахстане. В настоящий момент основными инвесторами, вкладывающие в проекты ВИЭ (в объемах мощности), являются банки развития и иностранные компании.

Согласно исследованию, рост ВИЭ в Казахстане сдерживают: законодательная база, которая не соответствует текущему этапу развития ВИЭ, инвестиционные риски (включая валютный риск), ограниченность балансирующих мощностей, неконкурентность тарифов, неразвитость мер по стимулированию микрогенерации, а также проблемы, возникающие при интеграции ВИЭ в энергосистему страны.

Конкурентоспособность ВИЭ с традиционной энергетикой в отсутствии эффективных и доступных решений по накоплению энергии вызвала дискуссию у респондентов. Согласно участникам исследования, ВИЭ уже могут конкурировать с традиционными источниками в ряде стран, но традиционные источники энергии необходимы для поддержания надежности энергосистемы.

Текущие высокие тарифы на ВИЭ по сравнению с тарифами на традиционную электроэнергию делают их неконкурентными без поддержки государства. Однако, согласно мнению респондентов, реальный тариф на традиционную энергию, обеспечивающий долгосрочное функционирование энергетической системы, должен быть выше. При условии функционирования рыночных тарифов переход ВИЭ в конкурентную среду вполне вероятен. Все участники исследования сошлись во мнении относительно правильности мер по повышению тарифов на электроэнергию вне зависимости от источника.

Также авторы исследования отмечают, что альтернативная энергетика с каждым днем становится все актуальнее, что влияет на развитие ВИЭ. Мировой совокупный среднегодовой темп роста установленной мощности ВИЭ начиная с 2011 по 2020 год составил 8%, при этом доля ВИЭ в установленной мощности мировой энергетической отрасли выросла с 25% до 37% за последние 10 лет.

Регламентирование традиционного топливно-энергетического комплекса ужесточается, особенно в части эмиссий углекислого газа (CO₂). Инвесторы в стремлении «озеленить» свои портфели все больше обращают внимание на нефинансовые показатели предприятий, поддерживая тренд на устойчивое развитие. Сектор ВИЭ является альтернативой традиционным источникам энергии, особенно на фоне постоянного технологического прогресса, из-за которого идет стремительное снижение стоимости строительства таких электростанций. Однако для соблюдения Парижского соглашения темп перехода на альтернативные источники энергии должен быть намного выше. Согласно прогнозам IRENA (Международное агентство по возобновляемым источникам энергии), установленная мощность объектов ВИЭ должна вырасти в 10 раз, чтобы к 2050 году достичь целей Парижского соглашения, которое Казахстан ратифицировал в 2016 году и обязался сократить выбросы парниковых газов на 15% к 2030 году путем мобилизации инновационных решений с участием частного сектора.

Тарифы на электро и теплоэнергетику продолжат расти, даже если не увеличивать долю возобновляемых источников энергии. Это связано с вводом новых мощностей, развитием и строительством дополнительной инфраструктуры, модернизацией и другими факторами. Текущий тариф покрывает только операционные затраты.

Стоимость зеленой энергетики сильно упала. Если сравнить строительство в 2021 году солнечной электростанции и угольной, то СЭС будет дешевле.

Чтобы достичь 15% ВИЭ в общем объеме электроэнергетики, ежегодно нужно вводить 300-350 МВт зеленых мощностей. В среднем потребуется \$300 млн в год. При этом сумма инвестиций зависит от технологий.

Однако недостаточно заниматься строительством зеленых электростанций. Для того чтобы они функционировали в общей системе энергетики, нужно решать текущие проблемы отрасли, такие как снижение изношенности электросетей, создание инфраструктуры, создание маневренных мощностей.

В Республике Казахстан реализуется инвестиционный проект по расширению Актобе ТЭЦ. Здесь создается когенерационный энергоблок на базе газовой турбины с паровым котлом-утилизатором, интегрируемый в существующую технологическую схему объекта. Пуск газотурбинной установки (ГТУ) запланирован на 2022 год.

Проект модернизации значительно улучшит технико-экономические и экологические характеристики электростанции:

- в полтора раза (до 175 МВт) увеличится электрическая мощность;- возрастет коэффициент полезного действия;
- уменьшится удельный расход условного топлива на производство энергии;
- сократятся выбросы окислов азота и оксида углерода в атмосферу.

В целом, пуск газотурбинной установки сведет к минимуму негативное воздействие на окружающую среду, увеличит объемы и надежность производства энергии, оптимизирует электро- и теплоснабжение города Актобе, снизит дефицит электричества в энергосистеме Актюбинской области.

Основу ГТУ составляет газовая турбина Siemens SGT-800 мощностью 50 МВт, обеспечивающая базовую генерацию. Индустриальная турбина SGT-800 сочетает в себе надежную конструкцию с высоким КПД и низким уровнем выбросов, а также обладает большой энергией выхлопа, что позволяет эффективно использовать её в комбинированных циклах.

Из турбины отработавшие горячие газы (продукты сгорания топлива) попадают в котел-утилизатор производства АО «Подольский машиностроительный завод». КУ будет вырабатывать пар с давлением 3,0 МПа и температурой 420°C в объеме 70 тонн в час.

Полученный в КУ перегретый водяной пар среднего давления направляется на существующие паровые турбины Актобе ТЭЦ для вторичной генерации электроэнергии (парогазовый цикл).

Таким образом, схема с применением парогазовой технологии обеспечит комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования газового топлива и общую эффективность электростанции. Проектная мощность ГТУ составляет 57 МВт.

Топливоснабжение нового энергоблока будет осуществлять комплексная система «ЭНЕРГАЗ» в составе блочного пункта подготовки газа (БППГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС) из двух установок. БППГ предназначен для фильтрации, редуцирования и технологического учета газа перед его подачей в ДКС. Дожимные установки гарантируют требуемые параметры топлива для турбины – по давлению (3,1 МПа), температуре (+60°C) и расходу (12 000 кг/ч).

Актюбинская теплоэлектроцентраль является единственным источником централизованного теплоснабжения Актобе, крупнейшего города Западного Казахстана. В 2020 году Актобе ТЭЦ выработала 927,9 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет более 12% потребления области. Электрическая и тепловая мощность – 118 МВт и 878 Гкал/ч соответственно.

На данный момент здесь установлено шесть паровых турбин и девять котлоагрегатов. Необходимость реконструкции и модернизации станции, построенной еще в 40-х годах прошлого века, обусловлена тем, что часть основного и вспомогательного оборудования полностью исчерпала свой ресурс.

Депутаты Мажилиса Парламента рассмотрели два законопроекта о ратификации протоколов о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года в связи с присоединением к нему Республики Армения и Кыргызской Республики. Протоколы определяют методологию осуществления межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) между государствами-членами.

Ратификация протоколов обеспечит возможность эффективной работы энергосистем государств-членов Союза с учетом присоединения Армении и Киргизии.

Предметом регулирования международного договора является осуществление межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) между государствами-членами ЕАЭС с учетом присоединения Армении и Киргизии к Протоколу об обеспечении доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики.

На сегодня протоколы ратифицировали Армения, Беларусь, Киргизия и Россия.

Депутаты Мажилиса одобрили законопроекты.

Евразийский банк развития (ЕАБР) принимает участие в реализации проектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Республике Казахстан. В настоящее время в

общей сложности в портфеле ЕАБР в Казахстане несколько проектов на общую сумму \$121 млн., сообщается на сайте Российской Ассоциации Ветроиндустрии (РАВИ).

Одна из поддержанных инициатив – первая облигационная программа АО «Самрук-Энерго» на 100 млрд. тенге (\$234,7 млн.). В ноябре 2018 года ЕАБР приобрел облигации третьего выпуска на 21,73 млрд. тенге (\$65,09 млн.) сроком обращения до 2025 года. Средства были частично направлены на модернизацию АО «Шардаринская ГЭС».

Второй проект – ТОО Egeumentau Wind Power – строительство ветроэлектростанции (ВЭС) мощностью 50 МВт в районе города Ерейментау. Стоимость проекта составляет 30 млрд. тенге (\$70,4 млн.). Сумма займа ЕАБР – 23,2 млрд. тенге (\$54,4 млн.). В настоящее время проект на этапе строительства и освоения займа ЕАБР.

Еще один – солнечная электростанция (СЭС) 100 МВт в Акмолинской области, стоимостью 80 млн. евро и суммой займа – 65 млн. евро.

Кроме того, ЕАБР принимает участие в семи СЭС совокупной мощностью 149 МВт в южных регионах Казахстана (Алматинская область, ЮКО, Шымкент, Кызылординская область). Стоимость проекта оценивается в 118 млн. евро, а сумма кредита – в 95 млн. евро.

Минэнерго считает тарифы на электричество недостаточными для ремонта сетей До 63% вырос средний износ региональных электрических сетей в Казахстане в 2021 году. В 2020 году данный показатель составлял 60%. Износ электростанций достиг 53%.

В Минэнерго отметили, что большая часть энергопередающих организаций страны находится в частной собственности. Для них проблема износа может решаться только в рамках инвестиционных программ субъектов, которые вместе с предельными тарифами утверждаются на пятилетний период Комитетом по регулированию естественных монополий.

В ведомстве также сообщили, что действующие на сегодня тарифы не позволяют провести масштабную реконструкцию и модернизацию электросетей. Для этого нужны вложения более значительных финансовых средств.

"Работы по модернизации сетей ведутся ежегодно и планомерно, но ввиду ограниченности средств у энергопередающих организаций провести модернизацию электрических сетей в короткие сроки не представляется возможным. Объем обновлений электрических сетей напрямую зависит от величины утвержденного тарифа", – уточнили в Минэнерго.

Вместе с тем в стране утверждена методика расчета уровня износа основного электросетевого оборудования энергопередающих организаций.

При этом в 2021 году на развитие теплоэлектроэнергетики в бюджете Казахстана предусмотрено 32,9 млрд тенге. В 2022 году – еще 5,3 млрд тенге, в 2023 году – 4,4 млрд тенге.

К 2030 году доля «зеленой» энергии в энергетическом секторе Казахстана будет доведена до 15 процентов. Об этом в ходе заседания Совета по улучшению инвестиционного климата (СУИК) сказал премьер-министр Казахстана Аскар Мамин. «В декабре 2020 года на организованном в рамках ООН Саммите по климатическим амбициям Президент РК Касым-Жомарт Токаев объявил о цели по достижению Казахстаном углеродной нейтральности к 2060 году. Мы прилагаем последовательные усилия по увеличению доли возобновляемых источников энергии в общем объеме производства энергии. Так, по состоянию на 2020 год данный показатель составил 3 процента, в 2022 г. планируется его удвоить и довести до 6 процентов», — сказал Мамин.

Глава правительства отметил, что в 2020 году был принят обновленный План мероприятий по реализации «Концепции по переходу Республики Казахстан к “зеленой” экономике» на 2021–2030 годы. План разработан в тесном сотрудничестве с партнерами из ЕС, в нем предусмотрены меры по нивелированию наиболее серьезных экологических вызовов, стоящих перед страной.

Исполнение запланированных мероприятий позволит обеспечить соблюдение долгосрочных обязательств Казахстана по «зеленому» росту» при достижении цели по вхождению в список 30 наиболее развитых экономик мира. Премьер-министр подчеркнул, что Казахстан принял меры по улучшению инвестиционной среды для развития альтернативной энергетики.

«Мы приняли ряд комплексных мер по поддержке производителей возобновляемых источников энергии и улучшению инвестиционной привлекательности рынка. Так, к примеру, чтобы сделать структуру спроса более предсказуемой и существенной для производителей, введены аукционы по возобновляемым источникам энергии. В результате за последние 6 лет установленная мощность ВИЭ увеличилась почти в 10 раз – со 180 МВт в 2014 г. до 1650 МВт в 2020 году», — сказал А. Мамин.

В целях реализации задач устойчивого развития в Казахстане принят новый Экологический кодекс, который будет способствовать ускоренному внедрению в стране передовых технологий возобновляемых источников энергии. 50 крупнейших предприятий Казахстана будут обязаны расширять использование наилучших доступных технологий в своем производственном процессе.

В Казахстане снизят тарифы на электроэнергию с 1 июля. Приказом и.о. министра энергетики РК от 24 июня 2021 года внесены изменения в приказ от 14 декабря 2018 года “Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию”, сообщает zakon.kz.

В частности, снижаются предельные тарифы на электроэнергию по всем группам с 2021 по 2025 год включительно.

Так, для первой группы тариф составит 5,90 тенге (в старой редакции 7,25 тенге), для второй – 5,59 тенге (в старой редакции – 6,94 тенге), для третьей группы – 8,59 тенге (9,69 тенге), для четвертой – 7,91 тенге (9,21 тенге), для пятой – 10,45 тенге (11,41 тенге), для шестой – 8,78 тенге (9,92 тенге). К I группе потребителей относятся бытовые потребители (население), получающие услуги по розничной реализации товарного газа с газораспределительной системы.

II группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для населения;

III группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для юридических лиц;

IV группа потребителей – теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, для производства электрической энергии;

V группа потребителей – прочие потребители, не входящие в I, II, III, IV, VI, VII и VIII группы потребителей;

VI группа потребителей – бюджетные организации, содержащиеся за счет бюджетных средств.

КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА.

Энергосектор ежегодно теряет 5-6% доходов из-за инфляции, - замминистра энергетики Н.Кожогулов. Общий объем генерации составляет 15 млрд 350 млн кВт/ч, но сумма долговых обязательств составляет более 129 млрд сомов, добавил он. Н.Кожогулов объяснил, что пик по выплатам и кредитам приходится на 2025 год, а изношенность активов составляет 70%.

На сегодняшний день стоимость электроэнергии самая низкая. Доходность еле покрывает расходы. С момента изменения тарифов прошло порядка 7 лет. Также показатели инфляции растут ежегодно.

Цены меняются на все: услуги, стоимость оборудования, проектные материалы, топливо и так далее. Нельзя также забывать, что в энергетическом секторе работают более 16 тыс. сотрудников.

Минэнерго предложило повысить тариф на электроэнергию, но он будет един для всех. Минэнерго разработало новые тарифы на электричество. В ближайшее время их вынесут на общественное обсуждение. Будет единый тариф для населения, без какого-либо деления на социальные группы или жителей высокогорья. Лимит на 1000 кВт/ч станет един для всего населения. Другой тариф будет для всех остальных категорий.

Предлагается тариф в 1 сом 9 тыйынов для населения, то есть предлагается повысить тариф на 32 тыйына. Для жителей высокогорных районов не будет ограничений по потреблению электроэнергии ни в зимний, ни в летний периоды. Для основного населения

предлагается оставить в зимний период порог в 1000 кВт/ч в связи с маловодьем. На остальные виды деятельности предлагаем повысить тариф до 5 сомов 4 тыйынов.

Сейчас в Кыргызстане действует тариф по 77 тыйын за 1 кВт.ч, но он действует, только если пользователи не превышают лимита (это 700 кВт/ч для обычных пользователей и для высокогорных районов 1000 кВт/ч). Свыше лимита они платят по 2,16 сомов за каждый лишний кВт/ч. Юридические лица платят 2,24 сома за 1 кВт/ч, насосные станции платят него 77,9 сомов, детские дома по 1,58 сомов.

Для майнинг-ферм был установлен свой тариф в 2,91 сомов за 1 кВт/ч. Его установили в октябре 2020 года. Однако сейчас из-за энергокризиса майнеры стали фактически вне закона — их отлавливает ГКНБ в рамках работы «по демонтажу коррупционных проявлений в энергетическом секторе, а также с учетом существенного дефицита электроэнергии в республике».

Минэнерго объединит «Северэлектро», «Ошэлектро», «Востокэлектро» и «Жалалабатэлектро» в одну компанию. Министерство энергетики объединит «Северэлектро», «Ошэлектро», «Востокэлектро» и «Жалалабатэлектро» в одну компанию.

В настоящий момент в Кыргызстане насчитывается 4 распределительные компании, однако флагманом является только «Северэлектро». Их объединение - это вопрос времени. Первые шаги уже приняты. Нацэнергохолдинг занимается процессами объединения.

На 90 млн сомов подписан контракт по строительству водосброса на Камбар-Атинской ГЭС-2. Еще есть дополнительная работа на 20 млн сомов. По постановлению правительства, генеральным подрядчиком проекта является «Нарынгидроэнергострой». Водосброс нужен для безопасности плотины.

На данный момент вода проходит через 1 агрегат и водосброс. Когда будут построены второй и третий агрегаты, то вся вода будет проходить только через турбины.

Проектная мощность 360 МВт, сейчас стоит агрегат на 120 МВт. Из них работает на 90 МВт, потому что выдача мощности ограничена. По проекту ЕАБР планируется ввести в работу второй агрегат и ОРУ-500 кВ. Тогда запертой мощности не будет. Все то, что будет вырабатываться, будет выдаваться в общую сеть.

Гендиректор «Электрических станций» прокомментировал строительство Камбар-Атинской ГЭС-1. Емкость водохранилища Камбар-Атинской ГЭС-1 составит 5,4 млрд кубометров. Камбар-Атинская ГЭС-1 будет контррегулятором Токтогульской ГЭС. Это важное свойство. Свойство многолетнего регулирования и накопления воды. Вкупе с Токтогульской ГЭС оно позволит регулировать весь сток реки Нарын.

Ориентировочная стоимость проекта по ТЭО составляет 2,9 миллиарда долларов, а срок строительства — 12 лет.

Ранее министр энергетики Доскул Бекмурзаев рассказал, что строительство Камбар-Атинской ГЭС-1, возможно, будет финансироваться из средств Кумтора.

Справка:

По данным Госкомитета промышленности, энергетики и недропользования, стоимость проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1 составляет \$2 млрд 916,4 млн.

За эту сумму по проекту строительства планировалось, что установленная мощность ГЭС составит 1900 МВт, ежегодная выработка электрической энергии — 5,1 млрд кВт.ч. Водоохранилище объемом 4,65 млрд кубических метров будет осуществлять сезонное регулирование стока реки Нарын в интересах энергетики, компенсируя снижение зимней энергоотдачи ГЭС, работающих по ирригационному режиму.

Предполагаемый срок реализации проекта — 2018-2025 годы.

На сегодня не то, что на экспорт, для себя не можем найти электроэнергию, - депутат о проекте поставок э/э CASA-1000

«С мая до осени наша электроэнергия просто уходит в воду, и летом мы не сможем экспортировать электроэнергию», - сказал сегодня, 21 июня, депутат Жогорку Кенеша Умбеталы Кыдыралиев, говоря о проекте CASA-1000 на заседании комитета ЖК по бюджету и финансам.

Если Кыргызстан не успеет реализовать проект к 2024 году, то предусматриваются большие штрафные санкции за неисполнение обязательств, пояснил депутат.

«На сегодня не то, что экспорт, для нас самих не можем найти электромощности. Как вы считаете, что будет в конце? Мы же в итоге не можем исполнить свои обязательства» - спросил У.Кыдыралиев.

Заместитель министра энергетики и промышленности Таалайбек Ибраев согласился с ним, сказав, что поднимается вопрос о том, как КР выйдет из этого года, есть намерения импортировать электроэнергию.

Вместе с тем замминистра рассказал, что подписан меморандум с немецкими инвесторами по солнечной подстанции на 125 мегаватт в Токмоке, решен вопрос с землей, там будет построен технопарк, которому уйдет половина мощности этой подстанции, а оставшиеся 50% закупит Кыргызстан, рассказал Т.Ибраев.

Второе — решен земельный вопрос по солнечным батареям на 62 га с общей мощностью в 300 мегаватт в Иссык-Кульском районе, в селе Тору-Айгыр, с компанией «Бишкек соларс» подписан меморандум, рассказал он.

«Третье — КХМЗ в Орловке, вы сами знаете, там вместе с россиянами выращивают кремний. Они тоже планируют построить солнечную подстанцию на 200 мегаватт», - рассказал Т.Ибраев.

На сегодня проблемы с возобновляемыми источниками энергии и малыми ГЭС не решаются, потому что все упирается в отвод земель, пояснил он.

По данному вопросу проведены встречи с Ассоциацией ВИЭ, пояснил замминистра.

Также по Камбар-Атинской ГЭС-1 главе кабинета министров предложили сделать проект национальным, сообщил он. Второй проект получения мощности — Камбар-Атинская ГЭС-2.

«Если мы не будем двигаться вместе с CASA-1000, тогда по экспорту электроэнергии не сможем исполнить обязательства», - добавил замминистра.

Справка: Проект передачи электроэнергии в странах Центральной Азии и Южной Азии CASA-1000 предусматривает экспорт сезонных излишков гидроэлектроэнергии из стран Центральной Азии для покрытия растущего спроса на электроэнергию в Афганистане и Пакистане.

В Нацэнергохолдинге сменилось руководство. Заместитель министра энергетики и промышленности Таалайбек Ибраев представил коллективу Национального энергохолдинга новоназначенного председателя правления Асхата Бердиева.

Электрические станции: Начат возврат электроэнергии в Казахстан и Узбекистан. С 1 июня 2021 года начат возврат электрической энергии в Казахстан и Узбекистан согласно ранее достигнутым договоренностям. Об этом сообщили в ОАО «Электрические станции».

В компании напомнили, что 2 марта 2021 года Министерства энергетики и промышленности Кыргызстана и энергетики, экологии, геологии и природных ресурсов Казахстана подписали протокол по товарообмену электроэнергией. 11 марта 2021 года такой же документ подписан и между Министерствами энергетики и промышленности Кыргызстана и энергетики и водного хозяйства Узбекистана. Кроме того, приняты постановление и распоряжение правительства КР о товарообмене электрической энергией между Кыргызстаном и Казахстаном и между Кыргызстаном и Узбекистаном.

«В соответствии с договоренностями с марта по ноябрь 2021 года Казахстан осуществит поставку (импорт) в Кыргызстан до 900 миллионов киловатт-часов электроэнергии. Узбекистан поставит с марта 2021 года по апрель 2022-го до 750 миллионов киловатт-часов электроэнергии. Объем электроэнергии, получаемый в рамках взаимобмена, составляет всего до 1 миллиарда 650 миллионов киловатт-часов. По условиям договоренностей Кыргызстан будет возвращать электроэнергию в объеме до 550 миллионов киловатт-часов в течение трех лет с июня по август с 2021 по 2023 год. В Казахстан должно поступать до 300 миллионов киловатт-часов, в Узбекистан — до 250 миллионов киловатт-часов», — рассказали в «Электрических станциях».

Запланировано увеличение нагрузки ТЭЦ Бишкека летом до 155 мегаватт и зимой до 420 мегаватт. В итоге годовой объем выработки электроэнергии составит 2,5 миллиарда киловатт-часов.

С марта по май 2021 года из Казахстана и Узбекистана в Кыргызстан уже поступило 675,9 миллиона киловатт-часов электроэнергии.

В том числе из Казахстана мы получили 419,8 миллиона киловатт-часов, из Узбекистана — 256,1 миллиона киловатт-часов.

Туркменистан готов поставить Кыргызстану газ и электроэнергию. Туркменистан готов удовлетворить все потребности Кыргызстана по газу и электроэнергии. Об этом стало известно в ходе двусторонних переговоров президента Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедова с президентом Кыргызской Республики Садыром Жапаровым в расширенном формате в Ашхабаде.

Так, важным моментом в переговорах президент Бердымухамедов обозначил двустороннее сотрудничество в сфере энергетики. В частности, речь идет о поставках туркменского природного газа и электроэнергии в Кыргызстан.

По его словам, туркменская сторона готова удовлетворить все потребности Кыргызстана и обсудить технические и организационные вопросы.

Предложено на регулярной основе проводить совместные выставки, развивать контакт с бизнес-сообществом двух стран.

РЕСПУБЛИКА МОЛДОВА

Молдавская ГРЭС нарастила в первом квартале выработку электроэнергии на 11%.

Одно из крупнейших приднестровских предприятий - Молдавская ГРЭС произвела в первом квартале 1,121 млрд. кВт/час электроэнергии – на 11% больше аналогичного периода 2020 г. Соответственно, увеличился и коэффициент использования установленной мощности станции – с 18,32% до 20,61%.

Отпуск тепловой энергии вырос на 16%, до 46,5 тыс. Гкал, что обусловлено понижением среднего уровня температуры наружного воздуха в отопительный период по сравнению с предыдущим годом на 3,6 °С.

Как и в прошлом году, в топливном балансе МГРЭС абсолютно доминировал газ - 99,9%, в то время как доля угля равнялась 0%, а мазута – 0,1%.

МГРЭС – одна из крупнейших электростанций Восточной Европы. Она сдана в эксплуатацию в 1964 г. Располагает 12 энергоблоками общей установочной мощностью 2520 МВт, из которых задействовано лишь три-четыре. ГРЭС является основным поставщиком электроэнергии в Молдову, которая производит лишь четверть потребляемой энергии. Согласно новому контракту, с 1 апреля станция отпускает ее энергопредприятиям РМ по \$53,5 за 1МВт/час.

Молдова увеличила потребление электроэнергии почти на 5%. Электропоставляющие предприятия Молдовы (Gas Natural Fenosa Furnizare Energie и Furnizare energie electrice Nord) закупили в первом квартале почти 1,090 млрд. кВт/час электроэнергии - на 50,1 млн. (4,8%) больше, чем годом ранее, уплатив за нее 1,086 млрд. леев (-8,3%).

Согласно данным Нацагентства по регулированию в энергетике (НАРЭ), потребителям данная электроэнергия была поставлена на 1,745 млрд. леев при среднем тарифе 160,2 бана за 1 кВт/час, тогда как закупочная цена равнялась 99,7 бана.

Доля электроэнергии, закупленной у отечественных производителей, достигла 41,4%, или 451 млн. кВт/час на 540,8 млн. леев, а остальное - за рубежом (в Приднестровье и Украине - "И."). Причем, цена иностранной электроэнергии (85,4 бана за 1 кВт/час) намного дешевле молдавской (119,9 бана).

Услуги по транспортировке электроэнергии принесли энергопредприятиям 156,8 млн. леев (+4,5%), а по распределению - 486,1 млн. (-14%).

45,5% поставленной электроэнергии пришлось на бытовых потребителей, а 54,5% - на остальных. Уровень расчетов за нее составил 99,7% (+3,2 п.п.).

Госкомпания Energocom направит на выплату дивидендов 50% от чистой прибыли за 2020 г. и увеличит уставный капитал в 10 раз - до 1 млн леев. Соответствующее решение принято в ходе годового общего собрания акционеров общества, на котором также одобрили приоритетные направления деятельности Energocom - бизнес-план на 2021-2023 гг. и избрали новых членов Совета общества (Лилиан Кристюк, Виорика Бежан, Олег Филимон, Михаил Ботнар, Андрей Балан).

На собрании был утвержден годовой финансовый отчет Energocom за 2020 г. и годовые отчеты Совета общества и Ревизионной комиссии за прошлый год. Акционеры одобрили порядок распределения чистой прибыли за 2020 г., постановив направить 50% на выплату дивидендов, а также утвердили нормативы распределения прибыли, которую ожидается получить в 2021 г. Они также утвердили повышение размера уставного капитала общества за счет собственного капитала до 1 млн леев путем увеличения номинальной стоимости размещенных акций. Кроме того, акционеры одобрили новую редакцию устава компании.

Как сообщало ранее агентство InfoMarket, чистая прибыль Energocom в 2020 г., в сравнении с 2019 г., сократилась на 16,4% и составила 24,47 млн леев против 29,28 млн леев годом ранее. Согласно опубликованной годовой финансовой отчетности предприятия, в частности, в прошлом году его выручка от продаж уменьшилась на 10,1% - с 4 млрд 470,84 млн леев в 2019 г. до 4 млрд 019,76 млн леев в 2020 г., а себестоимость продаж снизилась на 10,5% - с 4 млрд 430,97 млн до 3 млрд 965,58 млн. леев. Административные расходы предприятия в 2020 г. составили 12 млн 556,8 тыс. леев против 12 млн 635,04 тыс. леев годом ранее. Общие активы компании выросли за год на 3,2% - с 376,66 млн леев в 2019 г. до 388,66 млн леев.

Уставный капитал общества составляет 100 тыс. леев. Компания на 100% принадлежит государству. Energocom – центральный поставщик электроэнергии. Компания обеспечивает поставку электроэнергии по нерегулируемым тарифам для нужд внутреннего рынка.

Электрораспределительные сети Молдовы в I квартале 2021 г., в сравнении с тем же периодом 2020 г., увеличили объем закупки электроэнергии в физическом выражении на 4,8% - до 1 млрд 089,9 кВт/ч. Как сообщили агентству InfoMarket в Национальном агентстве по регулированию в энергетике, в то же время, в стоимостном выражении ее закупки за указанный период уменьшились на 8,3% - до 1 млрд 086,5 млн леев, что было обусловлено снижением ее закупочной стоимости в среднем на 12,5% - со 113,9 до 99,7 банов за кВт/ч. При этом объем закупки электроэнергии у ее отечественных производителей в физическом выражении в январе-марте 2021 г., в сравнении с аналогичным периодом предыдущего года, вырос на 35,4% - до 451 млн кВт/ч. электроэнергии, а в денежном – повысился на 5,9% - до 540,8 млн леев.

В то же время, у Украины и Молдавской ГРЭС в I квартале 2021 г. было закуплено 639 млн кВт/ч. на 545,7 млн леев, что на 9,6% меньше в физическом выражении, а также на 19% меньше в стоимостном выражении, в сравнении с тем же периодом 2020 г. При этом, доля закупки электроэнергии на внутреннем рынке за год увеличилась с 32% до 41,4%, а у Украины и Молдавской ГРЭС, соответственно, уменьшилась с 68% до 58,6% от общего объема.

По данным НАРЭ, в частности, в январе-марте 2021 г. компания GNF Furnizare Energie приобрела 726 млн кВт/ч электроэнергии (+2,1% в сравнении с тем же периодом 2020 г.) на 720,3 млн леев (-10,9%), FEE Nord – 262,6 млн кВт/ч. (+3,7%) на 262,2 млн леев (-9,6%), другие поставщики -101,3 млн кВт/ч. (+34,5%) на 104,1 млн леев (+21,1%). В частности, компания GNF Furnizare Energie в I квартале 2021 г. купила у отечественных производителей 294,9 млн кВт/ч. (+37,6%) на 352,3 млн леев (+5%), а у Украины и МолдГРЭС – 431,1 млн кВт/ч. (-13,2%) на 368 млн леев (-22,2%).

В свою очередь, FEE Nord приобрела у внутренних производителей 103,1 млн кВт/ч. (+33,3%) на 125,8 млн леев (+2,9%), а у Украины и МолдГРЭС – 159,5 млн. кВт/ч. (-9,3%) на 136,4 млн леев (-18,8%). Вместе с тем, другие поставщики в январе-марте с.г. купили у отечественных производителей 52,9 млн кВт/ч. (+27,9%) на 62,7 млн леев (+17,9%), а у Украины и МолдГРЭС – 48,4 млн кВт/ч. (+42,4%) на 41,4 млн леев (+26,4%).

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Энергорынок становится общим

Госдума приняла закон о ратификации протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе, предполагающий формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Соглашение направлено на повышение энергетической безопасности государств — членов Евразийского союза и формирование в нем правового пространства, которое позволит обеспечить добросовестную конкуренцию, создать условия для повышения эффективности и конкурентоспособности экономик государств — членов Союза в сфере электроэнергетики и укрепить взаимовыгодное и равноправное экономическое сотрудничество.

В 2019 году в Евразийской экономической комиссии сообщали, что общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза (ЕАЭС) будет запущен не позднее 1 января 2025 года.

В частности, документ позволяет на качественно новом уровне использовать имеющиеся преимущества параллельной работы энергосистем стран — членов ЕАЭС и определяет основные положения в сфере торговли электроэнергией между субъектами национальных электроэнергетических рынков пяти государств.

Также устанавливаются правила функционирования общего электроэнергетического рынка Союза. Кроме того, документ является базой для разработки на следующих этапах целого ряда нормативных документов, более детально регулирующих функционирование общего электроэнергорынка ЕАЭС.

В Думе предложили предоставить налоговые льготы для гидроаккумулирующих электростанций

Самой привлекательной мерой для инвесторов в ГАЭС в Минэнерго сочли освобождение от налога на прибыль.

Комитет Госдумы по энергетике предложил освободить гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) от налогов на имущество, прибыль, а также водного налога, либо снизить по ним ставки.

Документ от 28 мая, составленный по итогам круглого стола комитета, разослан в профильные ведомства, сообщил изданию источник в нижней палате парламента.

Самой привлекательной мерой для инвесторов в ГАЭС в Минэнерго сочли освобождение от налога на прибыль. Для крупной ГАЭС это может быть в пределах 200-300 млн рублей в год. Плата за воду незначительная, в том числе потому, что ГАЭС работает на оборотной воде, а из внешних источников потребляет ее лишь для компенсации потерь при испарении из бассейнов. Остальные налоги незначительные.

Весомой мерой поддержки в Минэнерго сочли бы освобождение ГАЭС от оплаты стоимости потребляемой электроэнергии на закачку.

ГАЭС представляет собой гидроэлектростанцию для выравнивания электрической нагрузки в сети. В ночное время ГАЭС потребляет электроэнергию из сети, производимую другими типами электростанций, с ее помощью перекачивают воду из нижних зон станции в верхние. В дневное время вода из верхних зон сбрасывается вниз, проходит через генераторы и производит электроэнергию, которая уходит в сеть.

«Россети» готовы наращивать долги ради национальных строек. «Россети» готовятся в ближайшее десятилетие более чем на 30% нарастить объем инвестиций, в основном за счет строительства сетей для БАМа и Транссиба, следует из долгосрочной программы развития госхолдинга. При текущем регулировании долговая нагрузка компании существенно вырастет, а прибыль — сократится, однако «Россети» могут улучшить свои показатели за счет еще не одобренных инициатив. Долгосрочные планы «Россетей» также исключают приватизацию дочерних компаний, предусматривают запуск опционной программы для топ-менеджмента и смену дивидендной политики. Госхолдинг «Россети», включающий Федеральную сетевую компанию (ФСК) и межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), может к 2030 году нарастить выручку до 1,686 трлн руб., а чистую прибыль — до 224 млрд руб. Таков базовый сценарий долгосрочной программы развития «Россетей» до 2030 года — по данным “Ъ”, она была одобрена правительственной комиссией по электроэнергетике 10 июня. Базовый сценарий

предполагает рост тарифа на передачу энергии на уровне «инфляция минус 1%», после 2024 года — «инфляция минус 0,1%», а также новации в регулировании — введение платы за резерв мощности и технологическое присоединение.

В пессимистичном варианте (при текущих параметрах регулирования) выручка вырастет до 1,43 трлн руб., чистая прибыль упадет до 7 млрд руб. с 68 млрд руб. в 2021 году.

Серьезно тормозить рост финансовых показателей холдинга будет финансирование работ по строительству электросетей для расширения Восточного полигона ОАО РЖД. В негативном варианте инвестпрограмма «Россетей» увеличивается с 271 млрд руб. в 2020 году до 355 млрд руб. в 2021 году, достигая пика в 386 млрд руб. к 2023 году, и остается на высоком уровне в последующие годы даже после завершения программы электрификации Восточного полигона.

Согласно пессимистичному сценарию, дивиденды по группе «Россети», которые головная компания получает от МРСК и ФСК, на горизонте до 2030 года будут находиться в диапазоне 26–33 млрд руб. При этом выплаты со стороны ФСК будут расти: с 18,5 млрд руб. в 2021 году до 22–23 млрд руб. к 2030 году. Со стороны МРСК выплаты акционерам, наоборот, снизятся с 11 млрд руб. в 2011 году до 3,6 млрд руб. в 2024 году, а затем вновь поднимутся — до 9,9 млрд руб. в 2030 году. Соотношение долг/ЕБИТДА «Россетей» в этом сценарии будет нарастать с 2,2 до 4,3 к 2030 году.

В базовом сценарии объем инвестпрограммы «Россетей» сохранится на том же уровне, что и в пессимистичном сценарии. Но за счет роста выручки соотношение долг/ЕБИТДА снизится с 2 до 1,3 к 2030 году.

Дивиденды МРСК и ФСК вырастут в три раза: с 34 млрд руб. до 98,96 млрд руб. в 2030 году. В том числе выплаты от МРСК увеличатся с 16 млрд руб. до 76 млрд руб., от ФСК они останутся в пределах 18,5–23 млрд руб.

Что касается общей схемы развития «Россетей», то в программе упоминается необходимость сохранения доли госхолдинга в дочерних компаниях на уровне января 2020 года, что фактически означает отказ от приватизации МРСК до 2030 года. При этом в документе не упоминается дальнейшая консолидация сетевого комплекса, а отмечается лишь необходимость оптимизации структуры управления «для снижения транзакционных издержек и повышения управляемости». Компания также намерена существенным образом нарастить нетарифную выручку через развитие сети электрозаправок, услуг микросетей и demand response (системы управления спросом). В качестве мер, повышающих стоимость компании, упоминается принятие программы дополнительной долгосрочной мотивации менеджмента, основанной на акциях, а также новая дивидендная политика.

Впервые в магистральных сетях России внедрены системы резервного питания на Li-ion накопителях. Пилотной площадкой проекта стала ПС 220 кВ «Сварочная» в Свердловской области, питающая завод «Уральские локомотивы» – производителя грузовых электровозов и скоростных поездов «Ласточка».

Инновационная система резервного питания была разработана «НТЦ Россети ФСК ЕЭС». Теперь благодаря использованию литий-ионных аккумуляторов (Li-ion), время заряда сократится вдвое, а экологическая безопасность возрастет.

Энергетики проводят работы в рамках отраслевого национального проекта «Энергоэффективная подстанция».

Аккумуляторные батареи и выпрямительно-зарядные устройства используются для обеспечения работы релейной защиты и автоматики, телемеханики и сигнализации, в т. ч. при полном отключении подстанции. При помощи системы оперативного постоянного тока, которая питает устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), будет производиться локализация поврежденных элементов сети, что позволит обеспечивать бесперебойное снабжение электроэнергией потребителей.

Новое оборудование обладает значительными преимуществами по сравнению с традиционными свинцово-кислотными батареями, поскольку оно компактнее и не требует специальной инженерной инфраструктуры. К тому же внедрение современных средств автоматизации обеспечивает возможность дистанционного контроля.

Ожидается, что после комплексных испытаний, которые продлятся до конца нынешнего года, в энергокомпании «Россети ФСК ЕЭС» примут решение о тиражировании этого опыта.

Россия заняла второе место в рейтинге стран с дешёвым электричеством. Россия заняла вторую строчку рейтинга стран Европы с самой дешевой электроэнергией для населения, лидер списка — Казахстан, самое дорогое электричество — в Германии, следует из исследования РИА Новости.

Для оценки стоимости электроэнергии для населения эксперты РИА Рейтинг проанализировали цены на нее в пересчете на рубли. "Самая низкая стоимость электроэнергии в Казахстане. В пересчете на российскую валюту кВт.ч здесь стоит чуть больше 2 рублей. На втором месте находится Россия, в нашей стране средняя стоимость электричества составила 3,6 рубля за кВт.ч. Третье место по дешевизне электроэнергии занимает Украина, где электроэнергия в пересчете на рубли стоит 4,5 рубля", — говорится в исследовании.

«Россети» внедряют ВИЭ-генераторы для повышения энергоэффективности магистральных подстанций. Пилотный проект энергетики реализовали на ПС 500 кВ «Астрахань», мощность которой составляет 501 МВА – основном центре питания Астраханской области, обеспечивающем электроэнергией районы с суммарным населением 320 тысяч жителей. На энергообъекте специалисты энергокомпании установили солнечные и ветрогенераторы, а также литий-ионные аккумуляторы, позволяющие использовать накопленную энергию в темное время суток. Ключевой задачей проекта стало сокращение расхода электроэнергии из сети на собственные нужды — охлаждение силовых трансформаторов, освещение и вентиляцию помещений, обогрев отдельных категорий оборудования и т.п. Энергетики ожидают получить эффект от реализации проекта в виде экономии до 90 тыс кВт*ч электроэнергии в год.

В состав комплекса входит 3 блока солнечных панелей, состоящих из 135 фотоэлектрических модулей, и ветрогенерирующая установка, суммарная мощность которой составляет 56,3 кВт. При этом 2 комплекта солнечных панелей энергетики разместили на специальных трекерах, в течение дня меняющие положение для сохранения максимального КПД. Для использования накопленной энергии применили Li-ion аккумуляторы.

РЕСПУБЛИКА ТАДЖИКИСТАН

Таджикистан за четыре месяца этого года выручил за счет поставок электроэнергии в соседние страны более \$11,2 млн. По данным профильных ведомств энергетического сектора РТ, сумма экспорта электроэнергии по сравнению с показателями аналогичного периода 2020 года увеличилась на 30,8%.

Между тем в энергосекторе не раскрыли данные об объемах поставок электроэнергии в соседние страны за этот период и лишь отметили, что электроэнергия поставлялась в Афганистан и Узбекистан.

По данным госэнергохолдинга, в Афганистан экспорт электроэнергии осуществляется по двум ЛЭП – 110 кВ и 220 кВ. Стоимость электроэнергии, поставляемой по ЛЭП 110 кВ, составляет 3 цента за киловатт, а по 220 кВ – 4,5 цента с ежегодным ростом – 3%.

По данным «Барки точик», экспорт электроэнергии в 2020 году по сравнению с годом ранее из-за нехватки водных ресурсов сократился более чем на 48%, составив по итогам 2020 года всего 1,6 млрд. кВт/ч.

Ожидается, что до конца нынешнего года за рубеж будет поставлено более 3 млрд. кВт/ч таджикской электроэнергии.

Энергомощность Таджикистана за 30 лет увеличилась на 4 млрд. кВт/ч, но проблема энергодефицита остается. Энергетическая мощность Таджикистана за последние 30 лет увеличилась почти на 4 млрд. кВт/ч, но, проблема энергодефицита в зимний период решена не полностью.

По данным профильных ведомств энергетического сектора страны, с момента обретения независимости введены более 2 тыс. мегаватт новых мощностей, а объем производства электроэнергии с 17 млрд. кВт/ч 1991 года достиг 21 млрд. кВт/ч в 2019 году.

С целью обеспечения энергетической независимости в будущем, удовлетворения нужд населения и национальной экономики в электроэнергии, строятся и реконструируются ряд крупных и малых энергетических объектов.

В настоящее время на общую сумму более 11,3 млрд. сомони продолжаются работы по реконструкции гидроэлектростанций «Нурек», «Сарбанд», «Кайраккум», а также в рамках проекта «CASA – 1000» реконструируются 500-киловольтные линии электропередач и подстанций. Также начато строительство гидроэлектростанции «Себзор» в Рошткалинском районе Горно-Бадахшанской автономной области.

В текущем году планируется завершить реконструкцию гидроэлектростанции «Сарбанд», мощностью 270 мегаватт.

Напомним, что в этом году лимит на потребление официально был введен 6 января, хотя электричество населению регионов страны отключали с октября прошлого года.

Энергетики объясняли ситуацию увеличением потребления, снижением притока воды и уменьшением уровня воды в Нурекском водохранилище. До этого, ограничения на подачу электроэнергии продолжались с середины октября по 10 декабря прошлого года, хотя официально о введении лимита не сообщалось.

В течение трех лет (2017-2019гг) в стране была прекращена практика введения лимитированной подачи электроэнергии жителям страны в осенне-зимний период. Этому способствовало ввод в эксплуатацию ТЭЦ-2 и пуск первых двух агрегатов Рогунской гидроэлектростанции.

В Таджикистане запустили новую пятилетнюю региональную энергетическую программу «USAID - Энергетика Центральной Азии» с бюджетом в \$39 млн. Агентство США по международному развитию (USAID) в рамках данной программы окажет содействие пяти странам Центральной Азии в достижении приоритетных национальных энергетических целей, сообщает посольство США в Душанбе.

Кроме того, подчеркивается в сообщении, данная программа направлена на «получение экономических выгод от трансграничной торговли энергоресурсами и повышение уровня энергетической безопасности, за счет большей региональной интеграции».

«Успешно функционирующие конкурентные энергетические рынки и энергетическая безопасность имеют решающее значение для содействия социальному, экономическому и политическому росту в Центральной Азии», - и. о. директора миссии USAID в Таджикистане Кит Симмонс.

В сообщении отмечается, что Центральная Азия обладает богатыми возобновляемыми источниками энергии, в том числе гидроэнергетикой.

Гидроэнергетический потенциал Таджикистана оценивается в 527 млрд киловатт-часов в год.

По этому показателю Таджикистан занимает восьмое место в мире, после Китая, России, США, Бразилии, Демократической Республики Конго, Индии и Канады.

По своим возможностям по экспорту гидроэнергетических ресурсов (497 млрд киловатт-часов) Таджикистан занимает третье место в мире, уступая только России и Демократической Республике Конго.

Таджикистан и Узбекистан построят на реке Зарафшан две ГЭС, стоимостью \$552 миллиона

Станции построят в Таджикистане для обеспечения нужд Узбекистана в электроэнергии.

Узбекистан и Таджикистан построят две гидроэлектростанции на реке Зарафшон.

Строительство станций планируется в два этапа. В первую очередь построят Яванскую ГЭС, которая будет вырабатывать 800 млн киловатт-часов электроэнергии в год. Предварительная стоимость этой станции, мощностью 140 МВт, оценивается в \$282 млн.

На втором этапе, будет изучена возможность строительства ГЭС «Фондарё», которая будет вырабатывать в среднем 600 млн киловатт-часов электроэнергии в год.

На возведение этой станции, мощностью 135 МВт, необходимо будет направить \$270 млн.

Зарафшон (Зеравшан) - река в Таджикистане и Узбекистане. В древности являлась притоком Амударьи, в настоящее время не доходит до неё из-за разбора воды на орошение. Современная длина реки - 877 километров, длина до Каракульского оазиса, где река разделяется на рукава - 803 км. Общая площадь бассейна реки составляет 41 860 квадратных километров, из них на горную часть, образующую сток, приходится 17 710 квадратных километров.

Реализации этих проектов будут создавать таджикско-узбекское акционерное общество.

Финансирование проектов планируется осуществлять за счет кредитов и грантов международных финансовых институтов, а также за счет собственных средств двух стран.