****

**ОТЧЕТ**

**АНАЛИЗ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И УГЛЯ КАЗАХСТАНА**

**ЯНВАРЬ- ОКТЯБРЬ 2021 ГОДА**

**ДЕПАРТАМЕНТ «РАЗВИТИЕ РЫНКА»**

**Ноябрь, 2021г.**

Оглавление

[**РАЗДЕЛ I** 6](#_Toc75968705)

[**1.** **Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана** 6](#_Toc75968706)

[*Производство электроэнергии по областям РК* 6](#_Toc75968707)

[**2.** **Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана** 7](#_Toc75968708)

[*Потребление электрической энергии по зонам и областям* 7](#_Toc75968709)

[**3.** **Итоги работы промышленности в январе-октябре 2021 года** 8](#_Toc75968710)

[*Электропотребление крупными потребителями Казахстана* 10](#_Toc75968711)

[**4.** **Уголь** 10](#_Toc75968712)

[*Добыча энергетического угля в Казахстане* 10](#_Toc75968713)

[*Добыча угля АО «Самрук-Энерго»* 11](#_Toc75968714)

[*Реализация угля АО «Самрук-Энерго»* 11](#_Toc75968715)

[**5.** **Возобновляемые источники энергии** 11](#_Toc75968716)

[**6.** **Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»** 13](#_Toc75968717)

[**7.** **Экспорт-импорт электрической энергии** 15](#_Toc75968727)

[**РАЗДЕЛ II** 15](#_Toc75968728)

[**8.** **Статус формирования Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза** 15](#_Toc75968729)

[**9.** **Статус формирования Электроэнергетического рынка СНГ** 16](#_Toc75968730)

[**10.** **Обзор СМИ в странах СНГ** 18](#_Toc75968731)

# **РАЗДЕЛ I**

# **Производство электрической энергии в ЕЭС Казахстана**

По данным Системного оператора электростанциями РК в январе-октябре 2021 года было выработано 93 741 млн. кВтч электроэнергии, что на 7,5% больше аналогичного периода 2020 года. Рост выработки наблюдался во всех зонах ЕЭС Казахстана.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Зона** | **Тип генерации** | **Январь-октябрь** | **Δ, %****2020г** |
| **2020г** | **2021г** |
| **Казахстан** | **Всего**  | **87186,3** | **93741,0** | **7,5%** |
| *ТЭС* | *69368,9* | *74335,8* | *7,2%* |
| *ГТЭС* | *7745,2* | *8683,6* | *12,1%* |
| *ГЭС* | *8066,2* | *7859,6* | *-2,6%* |
| *ВЭС* | *858,0* | *1359,5* | *58,4%* |
| *СЭС* | *1144,0* | *1500,0* | *31,1%* |
| *БГУ*  | *4,0* | *2,5* | *-37,5%* |
| **Северная** | **Всего** | **66931,1** | **72150,4** | **7,8%** |
| *ТЭС* | *58004,2* | *63081,7* | *8,8%* |
| *ГТЭС* | *2608,5* | *2429,0* | *-6,9%* |
| *ГЭС* | *5501,7* | *5537,9* | *0,7%* |
| *ВЭС* | *398,4* | *615,3* | *54,4%* |
| *СЭС* | *414,3* | *484,0* | *16,8%* |
| *БГУ*  | *4,0* | *2,5* | *-37,5%* |
| **Южная** | **Всего** | **9252,8** | **9769,6** | **5,6%** |
| *ТЭС* | *5614,0* | *5732,9* | *2,1%* |
| *ГТЭС* | *2564,5* | *2321,7* | *-9,5%* |
| *ГЭС* | *135,4* | *212,9* | *57,2%* |
| *ВЭС* | *212,0* | *488,9* | *130,6%* |
| *СЭС* | *726,9* | *1013,2* | *39,4%* |
| **Западная** | **Всего** | **11002,4** | **11821,0** | **7,4%** |
| *ТЭС* | *5750,7* | *5521,2* | *-4,0%* |
| *ГТЭС* | *5001,3* | *6041,7* | *20,8%* |
| *ВЭС* | *247,6* | *255,3* | *3,1%* |
| *СЭС* | *2,8* | *2,8* | *0,0%* |

#

# *Производство электроэнергии по областям РК*

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

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Январь- октябрь** | **Δ, %** |
| **2020г** | **2021г** |
| 1 | Акмолинская |  3 695,5  |  4 361,5  | 18,0% |
| 2 | Актюбинская |  3 155,5  |  3 021,1  | -4,3% |
| 3 | Алматинская |  5 797,4  |  5 624,0  | -3,0% |
| 4 | Атырауская |  5 096,6  |  5 723,6  | 12,3% |
| 5 | Восточно-Казахстанская |  7 847,5  |  7 745,6  | -1,3% |
| 6 | Жамбылская |  1 858,1  |  2 231,2  | 20,1% |
| 7 | Западно-Казахстанская |  1 822,1  |  1 951,4  | 7,1% |
| 8 | Карагандинская |  13 587,0  |  12 939,4  | -4,8% |
| 9 | Костанайская |  860,8  |  804,1  | -6,6% |
| 10 | Кызылординская |  410,4  |  509,7  | 24,2% |
| 11 | Мангистауская |  4 083,7  |  4 146,0  | 1,5% |
| 12 | Павлодарская |  35 071,8  |  40 997,4  | 16,9% |
| 13 | Северо-Казахстанская |  2 713,0  |  2 281,3  | -15,9% |
| 14 | Туркестанская |  1 186,9  |  1 404,7  | 18,4% |
|   | **Итого по РК** | **87 186,3** | **93 741,0** | **7,5%** |

Объем производства электроэнергии энергопроизводящими организациями АО «Самрук-Энерго» за январь-октябрь 2021 года составил 29 197,5млн. кВтч или увеличение на 21,2% в сравнении с показателями аналогичного периода 2020 года.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2020г** | **2021г**  | **Δ 2021/2020гг** |
| **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** |  **млн. кВтч** | **%** |
|  | **АО «Самрук-Энерго»** | **24 083,1** | **27,6%** | **29 197,5** | **31,1%** | **5 114,4** | **21,2%** |
| *1* |  *АО «АлЭС»* | 4201,1 | *4,8%* | 4053,4 | *4,3%* | *-147,7* | *-3,5%* |
| *2* | *ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»* | *14 974,0* | *17,2%* | 18479,6 | *19,7%* | *3 505,6* | *23,4%* |
| *3* |  *АО «Экибастузская ГРЭС-2»* | *3 582,5* | *4,1%* | 5504,6 | *5,9%* | *1 922,1* | *53,7%* |
| *4* |  *АО «Шардаринская ГЭС»* | *435,5* | *0,5%* | 405,4 | *0,4%* | *-30,1* | *-6,9%* |
| *5* | *АО «Мойнакская ГЭС»* | *757,4* | *0,9%* | 625,8 | *0,7%* | *-131,6* | *-17,4%* |
| *6* | *ТОО «Samruk-Green Energy»* | *4,9* | *0,006%* | 16,8 | *0,018%* | *11,90* | *242,9%* |
| *7* | *ТОО «Первая ветровая электрическая станция»* | *127,7* | *0,1%* | 111,9 | *0,1%* | *-15,8* | *-12,4%* |

# **Потребление электрической энергии в ЕЭС Казахстана**

# *Потребление электрической энергии по зонам и областям*

По данным Системного оператора, в январе-октябре 2021 года наблюдался рост в динамике потребления электрической энергии республики в сравнении с показателями января-октября 2020 года на 7,3%. Так, в северной зоне республики потребление увеличилось на 5,8%, в южной на 11,6% и в западной на 7,5%.

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **Январь-октябрь 2020г**  | **Январь-октябрь 2021г** | **Δ,** | **Δ, %** |
| **I** | **Казахстан** | **86 734,70** | **93 024,6** | **6 289,9** | **7,3** |
| 1 | Северная зона | 57 156,80 | 60 459,5 | 3 302,7 | 5,8 |
| 2 | Западная зона  | 11 036 | 11 866,9 | 830,9 | 7,5 |
| 3 | Южная зона | 18 541,90 | 20 698,3 | 2 156,4 | 11,6 |
|  | ***в т.ч. по областям*** |   |   |   |   |
| 1 | Восточно-Казахстанская  | 7 516,50 | 7 757,9 | 241,4 | 3,2 |
| 2 | Карагандинская  | 15 020 | 15 563,0 | 543,0 | 3,6 |
| 3 | Акмолинская  | 7 222,40 | 8 215,9 | 993,5 | 13,8 |
| 4 | Северо-Казахстанская | 1 331 | 1 402,6 | 71,6 | 5,4 |
| 5 | Костанайская  | 3 726,20 | 3 916,0 | 189,8 | 5,1 |
| 6 | Павлодарская  | 16 925,40 | 17 938,1 | 1 012,7 | 6,0 |
| 7 | Атырауская  | 5 133,10 | 5 442,1 | 308,9 | 6,0 |
| 8 | Мангистауская  | 4 091,70 | 4 337,6 | 245,9 | 6,0 |
| 9 | Актюбинская  | 5 415,30 | 5 665,9 | 250,6 | 4,6 |
| 10 | Западно-Казахстанская  | 1 811,20 | 2 087,2 | 276,0 | 15,2 |
| 11 | Алматинская  | 8 999,10 | 10 042,8 | 1 043,7 | 11,6 |
| 12 | Туркестанская | 4 164,20 | 4 698,6 | 534,4 | 12,8 |
| 13 | Жамбылская  | 3 995,60 | 4 372,5 | 376,9 | 9,4 |
| 14 | Кызылординская  | 1 383 | 1 584,3 | 201,3 | 14,6 |

# **Итоги работы промышленности в январе-октябре 2021 года**

*(экспресс-информация Бюро национальной статистики АСПР РК)*

В январе-октябре 2021г. по сравнению с январем-октябрем 2020 года индекс промышленного производства (далее ИПП) составил 102,9%. 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 городе Алматы за счет увеличения роста производства подсолнечного масла, коробок, ящиков из бумаги или картона, товарного бетона, строительных растворов, битумных смесей, труб из стали, строительных сборных металлоконструкций, мебели, легковых автомобилей, автобусов ИПП составил 118%.

В Алматинской области ИПП составил 113,3% за счет увеличения производства безалкогольных напитков, фруктовых и овощных соков, макаронных изделий, сахара, лекарств, плиток, кирпичей из цемента и бетона, строительных сборных металлоконструкций, портландцемента, строительных растворов.

В городе Нур-Султан ИПП составил 110,5% за счет роста производства безалкогольных напитков, преформ, товарного бетона, строительных растворов, аффинированного золота, упаковочных изделий из пластмасс, конструкций строительных сборных из цемента и бетона, выпуска железнодорожных и дизельных локомотивов.

В Костанайской области ИПП составил 108,1% за счет увеличения добычи золотосодержащих и алюминиевых руд, медных и железорудных концентратов, железорудных окатышей, производства золота в сплаве доре, прутков и стержней горячекатаных из стали, тракторов, комбайнов и легковых автомобилей.

В Акмолинской области за счет увеличения добычи золотосодержащих руд, производства охлажденного мяса птицы, пестицидов, готовых кормов для животных, труб и шлангов из резины, шлаковаты, урана природного, выпуска комбайнов, тракторов и грузовых автомобилей ИПП составил 108,8%.

В Северо-Казахстанской области за счет роста добычи урановых и ториевых руд, производства молока, муки, кондитерских изделий, льняного масла, сыров, мешков и пакетов упаковочных, увеличения выпуска грузовых вагонов ИПП составил 105,9%.

В городе Шымкент за счет увеличения производства безалкогольных напитков, подсолнечного масла, лекарств, портландцемента, топочного мазута, дизельного топлива, керосина, трансформаторов, труб из пластмасс ИПП составил 106,7%.

В Жамбылской области за счет роста добычи золотосодержащих руд, фосфатного сырья тонкого помола, производства сахара, пестицидов, фармацевтических препаратов, ферросиликомарганца, серной и ортофосфорной кислоты, дизельного топлива, битумных смесей, топочного мазута ИПП составил 105%.

В Актюбинской области ИПП составил 102,8% за счет увеличения добычи нефти, газового конденсата, цинковых концентратов, железных руд, роста производства готовых кормов для животных, феррохрома, хромовых солей, окиси хрома, бихромата натрия, дизельного топлива, сжиженного пропана и бутана, топочного мазута, строительных растворов.

В Восточно-Казахстанской области ИПП составил 105,2% за счет увеличения добычи угля, медных и золотосодержащих руд, золотосодержащих концентратов, производства готовых кормов для животных, аффинированного золота и серебра, урана обогащенного, грузовых автомобилей и тракторов.

В Павлодарской области ИПП составил 103,1% за счет роста производства пестицидов, ферросиликохрома, полимеров пропилена, бензина, дизельного топлива, керосина, сжиженного пропана и бутана, топлива печного бытового, прутков и стержней их стали, электроэнергии.

В Туркестанской области за счет роста добычи урановых и ториевых руд, золотосодержащих концентратов, производства безалкогольных напитков, муки, колбасных изделий, сыров, электрических трансформаторов и проводов, автоматических выключателей, строительных сборных металлоконструкций ИПП составил 102,2%.

В Кызылординской области ИПП составил 100,3% за счет увеличения добычи урановой и ториевой руд, производства риса, серной кислоты, извести, портландцемента, строительных сборных конструкций из бетона.

В Карагандинской области рост ИПП составил 100,1% за счет увеличения добычи золотосодержащих руд и концентратов, медных и марганцевых руд, свинцово-цинковых руд, производства лекарств, кокса и полукокса из угля каменного, чугуна передельного, плоского проката, нелегированной стали.

В Мангистауской (98,7%) и Атырауской (99,4%) областях ИПП снизился в основном за счет сокращения добычи сырой нефти.

В Западно-Казахстанской ИПП составил 92,8% за счет снижения добычи газового конденсата.

# *Электропотребление крупными потребителями Казахстана*

За январь-октябрь 2021 года по отношению к аналогичному периоду 2020 года потребление электроэнергии по крупным потребителям увеличилось на 1,43%.

*млн. кВтч*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Потребитель** | **Январь-октябрь** |
| **2020г** | **2021г** | **Δ, %** |
| 1 | АО «Арселор Миттал Темиртау» | 3 055,7 | ***3 112,9*** | 1,9% |
| 2 | АО АЗФ (Аксуйский) «ТНК Казхром» | 4 827,0 | ***4 313,9*** | -10,6% |
| 3 | ТОО «Kazakhmys Smelting»  | 997,1 | 898,3 | -10% |
| 4 | ТОО «Казцинк» | 2 368,5 | 2 299,6 | -3% |
| 5 | АО «Соколовско-Сарбайское ГПО» | 1 413,7 | 1 334,4 | -6% |
| 6 | ТОО «Корпорация Казахмыс»  | 1 062,2 | 1 075,0 | 1% |
| 7 | АО АЗФ (Актюбинский) «ТНК Казхром» | 2 680,0 | 2 710,6 | 1% |
| 8 | РГП «Канал им. Сатпаева» | 224,1 | 316,5 | 41% |
| 9 | ТОО «Казфосфат» | 1 822,6 | 1 688,0 | -7% |
| 10 | АО «НДФЗ» (входит в структуру ТОО Казфосфат) | 1 600,3 | 1 429,6 | -11% |
| 11 | ТОО «Таразский Металлургический завод» | 211,3 | 249,8 | 18% |
| 12 | АО «Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат» | 585,2 | 563,6 | -4% |
| 13 | ТОО «Тенгизшевройл» | 1 523,4 | 1 513,2 | -1% |
| 14 | АО «ПАЗ» (Павлодарский алюминиевый завод) | 793,3 | 789,9 | 0% |
| 15 | АО «КЭЗ» (Казахстанский электролизный завод) | 3 133,1 | 3 143,8 | 0% |
| 16 | ТОО «ТемиржолЭнерго» | 1 197,8 | 1 393,0 | 16% |
| 17 | АО «KEGOC» | 3 663,6 | 4 577,8 | 25% |
| **Итого** | **29 558,6** | **29 980,4** | **1,43%** |

*млн. кВтч*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|   | **Наименование** | **Январь-сентябрь** | **Отклонение, млн. кВтч** | **Δ, %****2020 год** |
| **2020 год** | **2021 год** |
| **I** | **АО «Самрук-Энерго»** | **5220,97** | **5 834,2** | **613,2** | **11,7%** |
| *1.* | *ТОО «Богатырь-Комир»* | 217,41 | 218,8 | 1,4 | 0,7% |
| *2.* | *АО «АлатауЖарык Компаниясы»* | 644,30 | 685,0 | 40,7 | 6,3% |
| *3.* | *ТОО «АлматыЭнергоСбыт»* | 4359,25 | 4 930,4 | 571,1 | 13,1% |

# **Уголь**

# *Добыча угля в Казахстане*

По информации Бюро национальной статистики, в Казахстане в январе-октябре 2021 года добыто 88 876,1 тыс. тонн каменного угля, что больше на 1%, чем за аналогичный период 2020 года (87 840,9 тыс. тонн).

*тыс. тонн*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Январь-октябрь** | **Δ, %** |
| **2020 год** | **2021 год** |
| 1 | Павлодарская | 53 972,9 | 53 716,9 | 99,5% |
| 2 | Карагандинская | 27 521,0 | 27 668,8 | 100,5% |
| 3 | Восточно-Казахстанская | 6 095,3 | 7 020,3 | 115,2% |
|  | **Всего по РК** | **87 840,9** | **88 876,1** | **101,2%** |

*Добыча угля АО «Самрук-Энерго»*

В январе-октябре 2021 года ТОО «Богатырь Комир» добыто 36 821 тыс. тонн, что на 4,8% больше, чем за соответствующий период 2020 года (35 127 тыс. тонн).

*Реализация угля АО «Самрук-Энерго»*

В январе-октябре 2021 года реализовано 36 831 тыс. тонн, в т.ч.:

- на внутренний рынок РК 28 793 тыс. тонн, что на 7,7% больше, чем за соответствующий период 2020 года (26 730 тыс. тонн);

- на экспорт (РФ) – 8 038 тыс. тонн, что на 4,4% меньше, чем за соответствующий период 2020 года (8 411 тыс. тонн).

*тыс. тонн*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Область** | **Объем реализации, тыс. тонн** | **Δ, %** **2021/2020гг** |
| **Январь-октябрь 2020г** | **Январь-октябрь 2021г** |
| **Всего на внутренний рынок РК** | **26 730** | **28 793** | **107,7%** |
| **Всего на экспорт в РФ** | **8 411** | **8 038** | **95,6%** | **1 144** | **46,8%** |

#  По показателям за январь-сентябрь 2021 года по сравнению с аналогичным периодом 2020 года в Обществе наблюдается увеличение реализации угля на 6,6%.

# **Возобновляемые источники энергии**

По данным системного оператора объем производства электроэнергии объектами по использованию ВИЭ (СЭС, ВЭС, БГС, малые ГЭС) РК за январь-октябрь 2021 года составила 3 546,3 млн. кВтч. В сравнении с периодом января-октября 2020 года (2 645 млн. кВтч) прирост составил 34,1%.

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2020г** | **2021г** | **Отклонение 2020/2021гг,** |
| **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** |  **млн. кВтч** | **%** |
|   | **Всего выработка в РК** | **87186,3** | **100%** | **93741,0** | **100%** | **6554,7** | **7,5** |
| **I** | **Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по зонам**  | **2645,0** | **3,0%** | **3546,3** | **3,8%** | **901,3** | **34,1** |
|  1. | *Северная зона* | 937,2 | 35,4% | 1231,6 | 34,7% | **294,4** | **31,4** |
|  2. | *Южная зона* | 1457,4 | 55,1% | 2056,6 | 58,0% | **599,2** | **41,1** |
|  3. | *Западная зона* | 250,4 | 9,5% | 258,1 | 7,3% | **7,7** | **3,1** |
| **II** | **Всего ВИЭ в РК, в т.ч. по типам**  | **2645,0** | **3,0%** | **3546,3** | **3,8%** | **901,3** | **34,1** |
|  1. | *СЭС* | 1144,0 | 43,3% | 1500,0 | 42,3% | **356,0** | **31,1** |
|  2. | *ВЭС* | 858,0 | 32,4% | 1359,5 | 38,3% | **501,5** | **58,4** |
|  3. | *Малые ГЭС* | 639,0 | 24,2% | 684,3 | 19,3% | **45,3** | **7,1** |
| 4. | *БиоГазовыеУстановки* | 4 | 0,2% | 2,5 | 0,1% | **-1,5** | **-37,5** |

В январе-октябре 2021г. наблюдается повышение производства электроэнергии СЭС, ВЭС и малыми ГЭС по сравнению с аналогичным периодом 2020г.

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2020г** | **2021г** | **Отклонение 2020/2021гг,** |
| **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** |  **млн. кВтч** | **%** |
|  | ***Производство э/э в ЕЭС РК*** | **87186,3** | **100%** | **93741,0** | **100%** | **6554,7** | **7,5** |
|  1. | Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ + Крупные ГЭС)  | 10072,2 | 11,6% | 10721,6 | 11,4% | 649,4 | 6,4 |
|  2. | Производство «чистой» электроэнергии (ВИЭ без учета Крупных ГЭC) | 2645,0 | 3,0% | 3546,3 | 3,8% | 901,3 | 34,1 |

Выработка электроэнергии объектами ВИЭ АО «Самрук-Энерго» (СЭС, ВЭС, малые ГЭС) за январь-октябрь 2021 года составила 269,1 млн. кВтч или 7,6% от объема вырабатываемой объектами ВИЭ электроэнергии в РК, что по сравнению с аналогичным периодом 2020 года ниже на 3,4% (за январь-октябрь 2020г. выработка ВИЭ Общества составила 278,5 млн. кВтч, а доля ВИЭ Общества 10,5%).

млн. кВтч

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование** | **2020г** | **2021г** | **Отклонение 2020/2021гг,** |
| **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** | **Январь-октябрь** | **доля в РК, %** |  **млн. кВтч** | **%** |
| 1 | Производство АО «Самрук-Энерго» «чистой» электроэнергии (ВИЭ без учета Крупных ГЭС) в т.ч.: | **278,5** | **10,5%** | **269,1** | **7,6%** | **-9,4** | **-3,4** |
|  | *АО «АлЭС» Каскад малых ГЭС* | 145,9 | 5,5% | 140,4 | 4,0% | **-5,5** | **-3,8** |
|   | *ТОО «Samruk-Green Energy» СЭС 2МВт* | 3,6 | 0,1% | 4,8 | 0,1% | **1,2** | **33,3** |
|   | *ТОО «Samruk-Green Energy» ВЭС Шелек5МВт* | 1,3 | 0,0% | 12,0 | 0,3% | **10,7** | **823,1** |
|   | *ТОО «Первая ветровая электрическая станция» ВЭС 45 МВт* | 127,7 | 4,8% | 111,9 | 3,2% | **-15,8** | **-12,4** |

# **Централизованные торги электроэнергией АО «КОРЭМ»**

*(информация АО «КОРЭМ» за октябрь не представлена)*

# **Экспорт-импорт электрической энергии**

В целях балансирования производства-потребления электроэнергии в январе-октябре 2021 года экспорт в РФ составил 2 329,78 млн. кВтч, импорт из РФ – 1 145,93 млн. кВтч.

В том числе экспорт АО «KEGOC» в РФ – 1 095,74 млн. кВтч, импорт электроэнергии за отчетный период в объеме 1 308,22 млн. кВтч.

млн. кВтч

| **Наименование** | **2020г** | **2021г** | **Δ 2021/2020гг** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Январь-октябрь** |  **млн. кВтч** | **%** |
| **Экспорт Казахстана** | **-1717,17** | **-2329,78** | **-612,62** | **0,36** |
| **в Россию** | **-865,12** | **-1145,93** | **-280,82** | **0,32** |
| **в ОЭС Центральной Азии** | **-852,05** | **-1183,85** | **-331,80** | **0,39** |
| **Импорт Казахстана** | **1265,58** | **1613,42** | **347,85** | **0,27** |
| **из России** | **950,73** | **1308,22** | **357,49** | **0,38** |
| **из ОЭС Центральной Азии** | **314,85** | **305,21** | **-9,64** | **-0,03** |
| **Сальдо-переток «+» дефицит, «-» избыток** | **-451,59** | **-716,36** | **-264,77** | **0,59** |

# **РАЗДЕЛ II**

# **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 два заседания Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК (14-е заседание 21 января, 15-е заседание 21 апреля), два совещания уполномоченных представителей государств-членов (18 марта и 30 июля), 19 заседаний Подкомитета по формированию ОЭР ЕАЭС Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии ЕЭК (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, 62-е заседание 16 апреля, 63-е заседание 13 мая, 64-е заседание 7 июня, 65-е заседание 24-25 июня, 66-е заседание 7 июля, 67-е заседание 22-23 июля, 68-е заседание 12,18 августа, 69-е заседание 26-27 августа, 70-е заседание 9-10 сентября, 71-е заседание 16-17 сентября, 72-е заседание 1 октября, 73-е заседание 15 октября, 74-е заседание 25-26 октября) и одно рабочее совещание 1 июля 2021г.

Работа по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза продолжается.

# **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 межгосударственныхлиниях 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 через энергосистемы государств-участников СНГ. | 2018-2020 гг. | Унифицированный формат макета обмена данными по учёту межгосударственных перетоков электроэнергии, разработанный Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых 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. |

# **Обзор СМИ в странах СНГ**

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

**РЕСПУБЛИКА АРМЕНИЯ**

**Для Армении самым правильным будет строительство реактора мощностью в 600 МВт**

По масштабам для Армении самым правильным мог бы быть реактор мощностью в 600 МВт, проект которого имеется в научно-исследовательских институтах Росатома.

Речь идет о строительстве реактора малой мощности, который необходимо построить к завершению срока эксплуатации 2-го блока Армянской АЭС. В ближайшее время завершится процесс модернизации 2-го блока и будет получена лицензия на его эксплуатацию до 2026 года. Корпорация «Росатом» будет участвовать в процессе технической эксплуатации станции и поддержании высокого уровня ее безопасности, а также выполнению задачи по дальнейшему продлению сроков эксплуатации реактора до 2036 года.

Как было сказано на круглом столе практика показывает, что станция может эксплуатироваться до 2036 года при реализации определенных мероприятий по дальнейшему повышению ее безопасности. Именно к этому срок правительство и корпорация планирует запустить новый блок малых АЭС, функционирующих на базе модернизированных водо-водяных атомных реакторов РИТМ - 200, которые предназначены для установки на ледоколах и перспективных плавучих атомных электростанциях и которые корпорация «Росатом» намерена «посадить на землю».

**Армянская АЭС с 17 октября подключена к единой энергосистеме Армении**

После планово-предупредительного ремонта (ППР-2021) в рамках проекта по модернизации и продлению срока эксплуатации Армянской атомной станции 17 октября 2021 года был осуществлен пуск энергоблока №2 ААЭС, который был подключен к единой энергосистеме РА. Об этом сообщили в пресс-службе Армянской АЭС.

Ключевой планово-предупредительный ремонт (ППР-2021) в рамках проекта по модернизации и продлению срока эксплуатации станции стартовал на Армянской АЭС в начале июня. Сообщалось, что АЭС остановлена на 141 день. Это самый продолжительный ППР с начала реализации проекта модернизации. Столь долгая остановка связана с заключительными важными работами по модернизации энергоблока. Станция фактически подготовлена к заключительной части работ по продлению срока эксплуатации. А отжиг реактора позволит вернуть его к исходному состоянию на 80-85% (6 августа пресс-служба ААЭС сообщила, что на Армянской АЭС завершились работы по восстановительному отжигу корпуса реактора ВВЭР-440 энергоблока №2. Работы на станции проводятся с целью продления сроков эксплуатации АЭС до 2026 года).

Согласно информации ЗАО ААЭК, в работах участвовали сотрудники почти всех подразделений Армянской АЭС, а также около 600 специалистов из России, Беларуси, Украины, Хорватии, Чехии, Словакии и других стран. "Одним из важнейших процессов ППР-2021 стал отжиг металла корпуса реактора. Он был успешно проведен на ААЭС и поспособствует продлению проектного срока эксплуатации и повышению уровня безопасности энергоблока №2", - говорится в сообщении.

В течение длительного останова блока были выполнены также работы по модернизации основных систем безопасности: системы аварийного охлаждения активной зоны, спринклерной системы, системы надежного питания, системы внутриреакторного технологического контроля и информационно-вычислительной системы.

При участии специалистов АО «Русатом Сервис» и привлеченных подрядных организаций, а также персонала станции были выполнены исключительные в истории ААЭС работы беспрецедентно большого объема, в частности, монтаж около 730м трубопровода и около
270 единиц арматур, изготовление 420 новых сварных соединений, а также неразрушающий контроль около 4700 сварных швов, прокладка и монтаж кабелей длиной около 42км и т. д.

Параллельно работам заключительного этапа продления проектного срока эксплуатации энергоблока №2 ААЭС проводились работы, предусмотренные ежегодным плановым ремонтом: капитальный ремонт около 520 единиц оборудования, а также средний и текущий ремонт около 330 единиц оборудования и т.д.

ППР-2021 был самым продолжительным для энергоблока №2 Армянской АЭС. Его осуществление стало возможным благодаря максимальной концентрации усилий персонала ААЭС, четкой организации работ, координации одновременного выполнения работ
с многочисленными специалистами, привлеченными из подрядных организаций.

Согласно межправительственному соглашению, Россия предоставила Армении для модернизации второго энергоблока ААЭС госкредит в $300 млн. (из которых $270 млн. - кредит, $30 млн. грант). По данным на конец февраля 2020 года армянской стороной было освоено порядка $200 млн. из суммы госкредита. В апреле 2019 года армянская сторона обратилась в Минфин России с предложением пролонгировать кредит, а также перенести начало погашения займа
(с 31 декабря 2019 года до 31 декабря 2021 года) на фоне задержки работ по проекту.

Не договорившись, в июне 2020 года Армения отказалась от остатка российского кредита. Тогдашний министр территориального управления и инфраструктур Армении, а сегодня уже вице-премьер Сурен Папикян отмечал, что на данном этапе власти сочли более выгодным для страны найти средства из других источников для этих целей. По части программы модернизации ААЭС Папикян подтвердил, что госкорпорация «Росатом» остается основным партнером Армении
(ее дочерняя компания «Русатом- Сервис» является генподрядчиком программы модернизации станции).

**РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ**

**Электропотребление в Беларуси в январе-сентябре выросло почти на 2 млрд кВт∙ч.**

Объем электропотребления в Беларуси за девять месяцев 2021 года увеличился на 1,95 млрд кВт∙ч по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и составил 29,5 млрд к кВт∙ч. Об этом сказал министр энергетики Виктор Каранкевич на встрече с трудовым коллективом Гродненской ТЭЦ-2, сообщили в пресс-службе Минэнерго.

При этом потребление электроэнергии реальным сектором экономики за этот период выросло на 1,12 млрд кВт∙ч, населением - на 200 млн кВт∙ч, энергосистемой - на 630 млн кВт∙ч.

В прошлом году объем электропотребления в стране составил 38 млрд кВт∙ч. В этом году прогнозируется, что он превысит 40 млрд кВт∙ч, а к концу 2025 года вырастет до 44 млрд кВт∙ч.

На протяжении 2021 года наблюдается устойчивая динамика роста электропотребления, этому содействовали комплексные меры, принятые на уровне главы государства и правительства. В частности, реализуется межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, в рамках которого создаются новые и модернизируются действующие производства. Растут объемы электрификации жилищного фонда. Эта работа организована по трем основным направлениям - электрификация многоквартирного жилого фонда, перевод многоквартирных домов с использования твердого топлива на электроэнергию, а также электрификация индивидуального жилфонда для нужд отопления и горячего водоснабжения.

**Выпущены новые устройства АСКУЭ**

В производственной лаборатории филиала «Учебный центр» РУП «Витебскэнерго» освоен выпуск новых устройств АСКУЭ. Устройства были разработаны и созданы в рамках программы по внедрению автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии. Они позволяют автоматизировать контроль потребления электроэнергии и мощности в промышленном и жилищно-коммунальном секторах, а также собирают, обрабатывают и хранят параметры учета в базе данных.

Устройство АСКУЭ включает в себя первичные (счетчики электроэнергии и измерительные трансформаторы тока и напряжения) и вторичные (устройства сбора и передачи данных) средства измерения и учета электроэнергии, а также каналы связи, обеспечивающие дистанционный сбор данных по стандартным интерфейсам и протоколам с первичных на вторичные средства учета.

В 2021 г. силами филиала уже было выпущено более 500 устройств АСКУЭ, каждое из которых может обслуживать до 1000 счетчиков. В 2022 г. планируется увеличить выпуск устройств до 1000 единиц в год.

**Цифровая трансформация**

В настоящий момент цифровая трансформация является одним из основных приоритетов развития экономики не только Республики Беларусь, но и ряда бывших республик СССР. В 2017 г. было принято решение Высшего Евразийского экономического совета «Об основных направлениях реализации цифровой повестки ЕАЭС». В связи с этим в нашей стране была создана программа «Цифровое развитие Беларуси» на 2021–2025 гг. и сформированы отраслевые программы, в том числе и для энергетики.

Так, сотрудниками РУП «БЕЛТЭИ» и РУП «Белэнерго» была разработана стратегия информатизации и цифровой трансформации электроэнергетической отрасли на период до 2025 г., основными положениями которой в рамках Белорусского энергетического экологического форума Energy Expo – 2021 поделилась младший научный сотрудник отдела общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ» Анна БЕРЕЗАНСКАЯ. По словам специалистки, главной целью цифровой трансформации энергетики является создание условий для повышения надежности, технологической, экономической и организационно-структурной эффективности функционирования электроэнергетики путем внедрения передовых информационных технологий в процессы функционирования отрасли.

«В организациях ГПО «Белэнерго» постоянно реализуются мероприятия по разработке и внедрению информационных систем. В настоящее время на объектах энергетической отрасли эксплуатируются автоматизированные системы управления технологическими процессами разной степени автоматизации, также развиваются отдельные системы для бизнес-процессов на различных платформах. Завершается строительство системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ОЭС Беларуси. Проводится замена диспетчерских щитов на современные системы коллективного отображения типа «видеостена». Что касается работ по автоматизированным системам контроля и учета энергоресурсов, то они ведутся по четырем направлениям. АСКУЭ межгосударственных и межсистемных перетоков и генераций реализованы в полном объеме, АСКУЭ РУП-облэнерго полностью реализованы для четырех областей, АСКУЭ промышленных потребителей мощностью от 750 кВ реализованы на 82%, постепенно увеличивается количество АСКУЭ бытового сектора. Также во многих РЭС ведутся работы по внедрению технологий «умных сетей». Сегодня 99% подстанций 35–110 кВ оснащены системой телесигнализации и 88% – системами телеуправления. Ожидается, что в будущем уровень цифровизации потребует больших масштабов передачи данных, которые на данный момент системы связи обеспечить не могут. Волоконно-оптические линии связи недостаточно развиты, значительное число металлических кабельных линий выработали свой ресурс и нуждаются в замене. Именно поэтому развитие систем связи станет одним из ключевых направлений цифровизации».

В рамках Стратегии предполагается создание собственной единой интегрированной сети цифровой связи, которая будет включать в себя два уровня. Первый представит собой высокоскоростную магистральную сеть, которая охватит все РУП-облэнерго и крупные подстанции, а вторым уровнем станет внутрисистемная сеть для подключения к магистральной сети остальных энергообъектов. Создание магистральной сети планируется на базе ВОЛС, топологически она будет совпадать с существующей сетью с максимальным охватом объектов электроэнергетики. Для реализации данного мероприятия предполагается реконструкция и строительство 183 объектов сетей связи и цифровой инфраструктуры и 955 км волоконно-оптических и линий связи.

Также Стратегией была утверждена Целевая модель цифровой трансформации электроэнергетики, в основе реализации которой заложены 4 основных принципа. Среди них – создание единой цифровой среды, разработка информационных систем на базе унифицированных платформенных решений, единая техническая политика объединения и использование современных инновационных цифровых технологий. Для достижения целевой модели потребуется создать общую для отрасли систему бизнес-аналитики на уровне ГПО «Белэнерго»
с интегрированной в нее системой искусственного интеллекта и с единым источником унифицированных данных, поступающих из технологических и корпоративных систем в режиме реального времени. Единая цифровая среда обеспечит доступность информации о состоянии объектов энергетики для различных услуг по мониторингу и контролю режима работы, по планированию ремонтов и замены устройств. Также внедрение единой среды позволит собирать и обрабатывать большие объемы статистических данных и обеспечит двусторонний обмен информацией с помощью систем онлайн-мониторинга, телеуправления и телемеханизации. «Ко всему прочему, Стратегией предполагается создание двухуровневой системы сбора, обработки и анализа технологической и корпоративной информации. Верхний уровень, на котором будет представлено ГПО «Белэнерго», будет обеспечивать хранение информации, предоставление оперативного доступа к ней, единый архив и защиту данных. Что касается нижнего уровня, то на нем будут представлены цифровые системы каждого РУП-облэнерго. Также в рамках цифровой трансформации на период до 2025 года планируется цифровизация ряда бизнес-процессов.
В первую очередь среди них следует отметить закупочную деятельность, управление материально-техническим снабжением, в том числе мониторинг складских запасов, мониторинг инвестиционной деятельности, планирование производственно-хозяйственной деятельности.
В настоящее время в мире существует несколько подходов для оценки уровня цифровизации экономики, которые включают в себя такие компоненты, как развитие инфраструктуры, расходы на цифровизацию, вовлеченность в цифровую деятельность, человеческий капитал, уровень использования интернета, интеграцию цифровых технологий в госуслуги. В 2019 г. ОАО «Гипросвязь» была разработана система оценки уровня цифровизации для важнейших отраслей экономики, совместимая с показателями, применяемыми в других странах мира. Отдельный раздел показателей был разработан и для энергетики (каждому из них соответствует индекс
от 0 до 1). Показатели цифровизации энергетического сектора разбиты на 3 основные группы: процессы управления, основные бизнес-процессы и вспомогательные бизнес-процессы.
По прогнозам ГПО «Белэнерго», ожидается, что выполнение всех мероприятий Стратегии приведет к качественному и количественному изменению показателей энергетики в области информатизации и цифровой трансформации. Так, должна существенно повыситься степень автоматизации принятия решений, автоматизации распределительных электросетей и автоматизации контроля сотрудников; также ожидается увеличение доли цифровых подстанций, доли потребителей, интегрированных в АСКУЭ, и доли энергоисточников, оснащенных АСУТП.

Согласно Стратегии, общий объем финансирования программы составит около 653 млн рублей. Основным источником финансирования (99,8%) станут собственные средства предприятий, входящих в систему Министерства энергетики, а доля республиканского бюджета (0,08%) будет направлена на создание систем цифровизации на БелАЭС. Наибольшая часть общего объема средств (38%) будет выделена на проектирование и строительство волоконно-оптических линий связи, около 16% бюджета уйдет на замену индукционных приборов учета и внедрение их в систему АСКУЭ-быт.

**РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН**

Мировой тренд привел к снижению тарифов на СЭС в Казахстане с 2014 по 2020 год сразу на 58 процентов.

Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA) проанализировало результаты аукционов на строительство ВИЭ за последние 10 лет и подсчитало, на сколько подешевела альтернативная энергия. С 2010 по 2020 год среднемировая стоимость электроэнергии, вырабатываемой солнечными электростанциями (СЭС), снизилась на 74 процента — до 0,04 доллара США за кВт/ч (около 18 тенге). По расчетам агентства, это на 27 процентов ниже самого дешевого тарифа угольной генерации.

Тарифы наземных ветряных электростанций (ВЭС) за последнее десятилетие сократились на 47 процентов, до 0,04 доллара США. Данные по тарифам морских ВЭС в отчете IRENA неполные, но ожидается, что они в Европе в 2023 году будут в коридоре 0,05-0,10 доллара США.

Самые низкие тарифы за последние 18 месяцев предложили новые СЭС в Катаре (0,0157 доллара США), ОАЭ (0,0135 доллара США) и Саудовской Аравии (0,0104 доллара США). В агентстве отмечают, что несколько лет назад невозможно было представить, что тарифы могут упасть ниже 0,02 доллара США.

Стоимость ВИЭ сократилась так значительно благодаря совершенствованию технологий и производственно-сбытовой цепочки, а также эффекту масштаба, поясняют в IRENA. Как результат, в прошлом году в общемировом приросте генерирующих мощностей «зеленая» доля составила 62 процента. В мировой энергосистеме ВИЭ занимают 36,6 процента, в 2020 году их установленная мощность достигла 2799 ГВт.

**В тренде**

В Казахстане в прошлом году тарифы ВИЭ двигались вслед за мировым трендом. Солнечная энергетика подешевела больше всего, тарифы ВЭС также значительно снизились.

В Казахстане точкой отсчета ВИЭ как индустрии принято считать 2014 год, когда Правительство утвердило фиксированные тарифы для проектов возобновляемой энергетики. В 2018 году в республике запустили аукционный отбор проектов — победителями становились инвесторы, предложившие наименьший тариф за киловатт-час. Аукционная модель позволила добиться быстрого снижения тарифов в «зеленой» энергетике РК.

В 2020 году стоимость солнечной энергии в Казахстане сократилась на 55 процентов от уровня 2014 года — средний тариф составил 15,54 тенге за кВт/ч. Победители аукционов на строительство ветряных установок предлагали в среднем 19,51 тенге за кВт/ч (-14 процентов), малых гидроэлектростанций — 14,69 тенге за кВт/ч (-0,9 процента).

Снижение тарифа шло параллельно с ростом числа новых проектов: с 2014 по 2020 год количество «зеленых» станций в стране увеличилось с 26 до 115, установленная мощность ВИЭ выросла с 178 до 1635 МВт. В 2020 году Казахстан достиг целевого индикатора развития ВИЭ — три процента от общей генерации в стране.

Стабильный рост объемов «зеленой» генерации обусловлен государственной поддержкой сектора ВИЭ. Расчетно-финансовый центр KEGOC, национального оператора электроэнергетической системы РК, гарантированно покупает всю электроэнергию от возобновляемых источников в течение 15 лет (с 2021 года для победителей новых аукционов — 20 лет). В дальнейшем электроэнергию ВИЭ выкупают угольные и газотурбинные электростанции (условные потребители).

**Зарождение конкуренции**

В 2020 году 16 победителей аукционов предлагали тарифы на ГЭС от 13,48 тенге, СЭС — от 14,58 тенге и ВЭС — от 15,90 тенге. Такие результаты приближают возобновляемую энергетику в стране к тарифам новых электростанций газовой генерации. Введенная в эксплуатацию в 2020 году газопоршневая электростанция ТОО «ОралМунайПром» реализует электроэнергию по 16,92 тенге за кВт/ч (тариф действует с 1 июля 2021 года). Оно же предлагает самый высокий тариф среди всех 47 групп энергопроизводящих организаций в Казахстане, к которым относятся все угольные, газовые и крупные гидроэлектростанции. Еще одна газовая генерация, ТОО «SagatEnergy» (запущена в 2012-м и расширена в 2016 году), получила тариф на уровне 15,04 тенге. Для сравнения приводятся именно новые электростанции, срок окупаемости инвестиций которых еще не завершен. При этом сопоставить стоимость электроэнергии на новых угольных электростанциях не представляется возможным за отсутствием таковых — в Казахстане в последние 10 лет новые энергоблоки вводились лишь на уже действующих угольных станциях.

**Министр энергетики Казахстана Магзум Мирзагалиев пообещал восстановить Экибастузскую ГРЭС-1 к концу 2023 года.**

Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 являются основными энергоисточниками северной и южной зоны Единой электроэнергетической системы Казахстана.

Целью реализации проекта восстановления первого энергоблока на Экибастузской ГРЭС-1 является увеличение мощности станции на 500 МВт. Это позволит обеспечить прогнозируемый рост потребления в Единой энергетической системе Казахстана.

Сумма инвестиций, предусмотренная комплексным планом, составляет 66,5 млрд тенге. Реализатором проекта является АО «Самрук-Энерго».

В настоящее время готовность проекта Экибастузской ГРЭС-1 составляет 41,8%. Старое оборудование демонтировано на 88,3% и на 33% смонтировано новое оборудование. Завершение проекта запланировано к концу 2023 года.

Проект расширения и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 предполагает до 2025 года строительство нового энергоблока мощностью 636 МВт.

По итогам реализации данного проекта установленная мощность станции будет увеличена с 1 000 МВт до 1 636 МВт. В настоящее время ведутся работы по корректировке проектно-сметной документации проекта, со сроком завершения в декабре текущего года.

**КЫРГЫЗСКАЯ РЕСПУБЛИКА**

**Новые тарифы на свет и тепло вступили в силу в Кыргызской Республике**

Тарифы на электрическую и тепловую энергию в Кыргызстане вступили в силу с 15 октября т.г.. Тарифы на электричество для конечных потребителей на 2021 год

Население:

для бытовых потребителей тарифы сохранятся на действующем уровне — 0,77 сома за киловатт-час. При потреблении свыше 700 киловатт-часов в месяц тариф составит 2,16 сома за киловатт-час;

для граждан, проживающих в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах, норма потребления устанавливаться не будет. Тариф составит 0,77 сома за киловатт-час на весь год;

для насосных станций и скважин, обеспечивающих население питьевой водой и водой для полива сельскохозяйственных угодий, а также используемых для нужд канализационного хозяйства, тариф на электроэнергию составит 1,09 сома за киловатт-час (без учета налогов);

электрический транспорт, детские учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан, а также религиозные организации — 1,68 сома за киловатт-час (без учета налогов);

промышленные, сельскохозяйственные, бюджетные и прочие потребители — 2,52 сома за киловатт-час (без учета налогов);

субъекты майнинга, предприятия золоторудной промышленности, предприятия по производству алкогольной продукции — 5,04 сома за киловатт-час (без учета налогов);

литейные плавильные цеха — 3,78 сома за киловатт-час;

цементные заводы — 3,28 сома за киловатт-час (без учета налогов).

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей на 2021 год

Население:

тариф на тепловую энергию сохранится — 1 134,76 сома за гигакалорию;

тариф на горячее водоснабжение тоже не изменится — 981,76 сома за гигакалорию.

Для остальных групп потребителей тариф на тепловую энергию составит 1 802 сома за гигакалорию (без учета налогов), на горячее водоснабжение — 1 802 сома за гигакалорию (без учета налогов).

**Национальная программа развития Кыргызской Республики до 2026 года**

Исходя из стратегической повестки, необходимо снижение степени зависимости страны отуглеводородных источников энергии. Одним из приемлемых решений является более масштабное развитие гидроэнергетики и переход на альтернативную энергетику с учетом изменения внутренней структуры энергопотребления и технологической модернизации экономики, особенно процессов изменения климата. Это фундаментальная и сложная задача, требующая больших усилий и ресурсов.

В среднесрочной и долгосрочной перспективах потребление электроэнергии будет расти. Важнейшей задачей является запуск новых гидроэнергетических проектов. Должен быть реализован гидроэнергетический потенциал бассейна реки Нарын с учетом приоритетности и эффективности строительства перспективных гидроэлектростанций (Камбаратинская ГЭС-1, Верхне-Нарынский каскад ГЭС, Сусамыр-Кокомеренский каскад ГЭС, Казарманский каскад ГЭС и другие).

Требуется ускоренная реконструкция и модернизация существующих мощностей на Каскаде Токтогульских ГЭС.

Параллельно необходимо развивать сбыт (экспорт) энергии, создавая новые рынки торговли электроэнергией, началом которого является проект CASA-1000, а также проект создания единого рынка государств-членов ЕАЭС. Возможность экспорта энергии в перспективе должна быть также направлена в Восточную Азию. С учетом строительства и запуска новых энергетических мощностей возникает целесообразность изучения возможности выхода на новые рынки сбыта.

Необходимо запустить процесс проектирования, разработки и запуска малых ГЭС с гарантированным государственным закупом электроэнергии у мелких и средних производителей по взаимно привлекательным тарифам и срокам. Кабинет Министров Кыргызской Республики совместно с местными властями решит на законодательном уровне вопросы землеотвода под гидроэнергетические проекты. Это позволит ввести в эксплуатацию генерирующие объекты общей мощностью 300-400 МВт.

С финансовой точки зрения энергетический сектор находится в критическом состоянии и остается малопривлекательным для инвесторов. Необходимо пойти на сложный, но нужный для устойчивости сектора шаг – постепенное повышение тарифов. Для поддержки социально уязвимых категорий граждан будут приняты меры компенсационного характера.

Кроме того, требуется пересмотреть и пойти на повышение тарифов на электроэнергию для высокорентабельных проектов. Необходимо улучшить гибкость систем учета потребления электроэнергии, чтобы система могла реагировать на сезонные, суточные изменения спроса, сглаживая пиковые нагрузки.

Особое внимание будет уделено альтернативным, экологически чистым видам энергии, которые в среднесрочном периоде позволят ввести объекты мощностью около 100 МВт. Ввод новых мощностей позволит упростить подключение к электрическим сетям и инфраструктуре и получение необходимых технических условий. В условиях роста потребления электроэнергии и количества новых абонентов благоприятным условием для размещения майнинг-ферм является их нахождение в непосредственной близости от возобновляемых источников энергии, в том числе малых ГЭС. Это также повлияет на снижение потерь электроэнергии при транспортировке.

На данном этапе система отопления в крупных городах исчерпала потенциал дальнейшего развития тепловых сетей и показала нерентабельность обеспечиваемого теплоснабжения. В целях развития системы отопления в крупных городах и регионах Кыргызской Республики необходимо начать развитие автономных котельных с использованием альтернативных источников энергии (природный газ, уголь и другие энергоресурсы), в том числе экологически чистых.

С вводом новых мощностей необходимо поэтапно переводить транспорт в Кыргызской Республике на электрический привод: электромашины, электрогрузовики, скоростные электрички, троллейбусы и электропоезда. В перспективе будет создана сеть скоростных электрических заправок аккумуляторов и батарей.

Во всей энергетической системе с государственной долей участия должна быть обеспечена полная инвентаризация и переоценка активов. Кроме того, все технологические и управленческие процессы должны быть тотально автоматизированы. На всех объектах будут внедрены современные стандарты корпоративного управления.

Уровень технического износа оборудования энергосектора достиг критического порога. За счет финансового оздоровления и повышения качества управления сектором будут изысканы средства на скорейшую модернизацию энергетической инфраструктуры.

В кратчайшие сроки будет образован оптовый рынок электроэнергии с определением четких правил его функционирования и создания соответствующих институтов.

Проекты:

строительство крупных гидроэнергетических объектов Камбаратинская ГЭС-1, Верхне-Нарынский каскад ГЭС, Суусамыр- Кокомеренский каскад ГЭС, Казарманский каскад ГЭС и др.;

строительство малых ГЭС;

реализация проекта CASA-1000;

поэтапный перевод государственного автотранспортного парка на электромобили;

реализация проекта по энергоэффективности зданий;

развитие альтернативных источников энергии (солнечная и ветровая энергия).

Национальная программа развития Кыргызской Республики вступила в силу согласно Указу президента КР Садыра Жапарова Нургожоевича подписанный 14 октября 2021 г.

**Кыргызстану для достижения энергетической независимости нужно увеличить выработку электроэнергии до 18 млрд кВт/ч. Дефицит и отложенный спрос на электроэнергию на сегодня составляет без малого 6 млрд кВт/ч.**

Ежегодно потребление электроэнергии в Кыргызстане растет на 4-6%. «Сегодня энергетика — одна из наиболее проблемных зон отечественной экономики. При критической норме износа в 30% в энергосекторе этот показатель составляет 80%. На ТЭЦ Бишкека изношенность оборудования составляет 60%».

Государство собирается строить Кара-Кечинскую теплоэлектростанцию по стандартам зеленых технологий. Есть договоренность с индийской компанией. Кроме того, в Балыкчы строится первая ветровая станция.

Для генерации нам также нужны возобновляемые источники энергии. Солнечный потенциал в Кыргызстане составляет 490 млн кВт\ч, а ветровой — 44.6 млн кВт\ч.

**В 2022 году планируется направить 8,4 млрд сомов инвестиций в сектор энергетики (перечень проектов)**

В 2022 году будут реализованы крупные инвестиционные проекты в энергетической отрасли, которые внесут основной вклад в развитие строительства. Об этом говорится в Среднесрочном прогнозе на 2021-2024 годы, опубликованном Министерством экономики.

По данным прогноза, объемы финансирования предусмотрены в энергетической отрасли в размере 8 млрд 485,3 млн сомов (19,8% всех государственных инвестиций).

Объем этих инвестиций ожидается за счет реализации проектов:

— «Реабилитация Токтогульской ГЭС, Фаза II» (2 млрд 168,4 млн сомов — АБР, ЕАБР);

— «Реабилитация Токтогульской ГЭС, Фаза III» (260,3 млн сомов — АБР);

— «Реконструкция Ат-Башинской ГЭС» (5161 млрд 2,5 млн сомов — Всемирный Банк) и другие.

«Реализация этих проектов позволит в значительной мере улучшить состояние энергетической отрасли в Кыргызской Республике и создать благоприятную основу для увеличения обмена электрической энергией между соседними государствами, а также транзитных перетоков», — поясняют специалисты.

Кроме того, намечается реализация крупных проектов, таких как Проект CASA— 1000 (2 млрд 122,6 млн сомов — Всемирный банк, ЕИБ, ИБР), «Ввод в эксплуатации второго гидроагрегата Камбар-Атинской ГЭС-2» (945,9 млн сомов — ЕАБР), «Модернизация Уч-Курганской ГЭС» (232,3 млн сомов — АБР), «Проект поддержки местных сообществ CASA— 1000» (397,8 млн сомов — ВБ) и других проектов.

К 2022 году ожидается прирост мощностей на 184 МВт, - прогноз

В среднесрочном прогнозе на 2021-2024 годы сообщили, какой рост мощностей в энергетическом секторе ожидается в 2022 году.

На первом этапе (2021–2024 годы) в результате завершения всех трех фаз по реабилитации Токтогульской ГЭС, включая замену трех гидроагрегатов в 2022 году, ожидается прирост мощностей на 180 МВт.

Кроме того, в 2022 году завершится реконструкция Ат-Башинской ГЭС с увеличением мощности на 4 МВт, что позволит повысить качество и надежность электроснабжения в энергосистеме.

«По прогонозам выработка электроэнергии на 2022 год прогнозируется в объеме 14 млрд 834 млн кВтч, которая рассчитана с учетом среднемноголетней приточности реки Нарын в створе Токтогульского гидроузла.

Выработка тепловой энергии прогнозируется в размере 3 млн 50 тыс. Гкал и зависит от климатических условий прогнозируемого периода.

**РЕСПУБЛИКА МОЛДОВА**

**Молдова увеличила импорт электроэнергии из Украины**

За последние 24 часа Молдова увеличила импорт электроэнергии из Украины, чтобы покрыть дефицит, возникший в системе в результате снижения производства на ТЭЦ и в Кучургане.

Оперативная и техническая информация государственного предприятия Moldelectrica
о работе электроэнергетической системы показывает, что утром потоки энергии из Украины достигали порядка 130-150 МВт, что составляет почти 20% потребностей Республики Молдова. Например, сегодня, 13 октября, в 07:38 утра потребление энергии составило 758 МВт, а согласно плану производства и потребления, этот показатель был 724 МВт. Данные Moldelectrica показывают, что выработка составила 621 МВт, из которых только 582 были произведены на ТЭЦ, включая Молдавскую ТЭЦ в Кучургане, CET-Nord и Termoelectrica. Приблизительно 34 МВт были обеспечены гидроэлектростанциями (Костешты и Дубоссары), а 3 МВт - возобновляемыми источниками энергии. Остальные 130 МВт были взяты из украинской энергосистемы. Месяц назад эти потоки были примерно в 8-10 раз меньше.

Следует отметить, что только одна компания в Республике Молдова имеет контракт на импорт электроэнергии из Украины, но контрактный объем в 5-6 раз меньше реального потока. Напомним, что с 1 октября в связи с падением давления в газопроводах из-за того, что "Газпром" поставляет газа на 35% меньше, чем нужно Молдове, Moldovagaz инициировала меры по отключению некоторых потребителей и обратилась к ТЭЦ с просьбой перейти на альтернативные виды топлива. Молдавская ТЭЦ в Кучургане ввела в эксплуатацию угольную станцию, но поставки ограничены, и компания уже дважды предупреждала энергоснабжающие предприятия о сокращении поставок электроэнергии с 11 октября.

Операционные данные Moldelectrica также показывают значительный рост импорта энергоносителей из Украины с вечера вторника, 12 октября, в связи с тем, что внутреннее производство больше не покрывает спрос. Поставщики и власти пока не комментируют ситуацию.

**НАРЭ одобрило Дополнительное соглашение между Moldelectrica и Молдавской ГРЭС**

Совет директоров Национального агентства по регулированию в энергетики (НАРЭ)
15 октября 2021 года утвердил в ходе очередного заседания Дополнительное соглашение № 2 от 30.09.2021 между ГП Moldelectrica и акционерным обществом закрытого типа «Молдавская ГРЭС» о продлении срока действия Договора на поставку электроэнергии до 31.03.2022.

Объем поставляемой электроэнергии составляет 61 млн кВтч, цена - 53,5 доллара США/ МВтч. По запросу ООО Moldovatransgaz совет директоров согласился продлить срок рассмотрения дела о применении финансовых санкций за несоблюдение оператором газотранспортной системы ООО Moldovatransgaz возложенных на него обязательств, согласно закону об обеспечении независимости по отношению к вертикально интегрированной газовой компании - SA Moldovagaz. Этот вопрос будет рассмотрен на заседании совета директоров НАРЭ 1 ноября 2021 года.

Напомним, что Молдавская ГРЭС поставляет электроэнергию в Молдову с апреля 2021 года. Весной Premier Energy выбрала МолдГРЭС, которая предложила лучшую цену — $53,5 за кВт/ч. В компании добавили, что новые правила рынка окончательно вступят в силу в октябре 2021 года, и тогда у Молдовы будут ещё более высокие шансы получить электроэнергию по наиболее привлекательным ценам.

В последние годы поставки электроэнергии в Молдову проводились через госкомпанию Energocom, которая покупала ее у МолдГРЭС и ДТЭК Энерго и перепродавала ее местным операторам.

**Цены на электроэнергию, топливо и газ в Молдове достигли рекорда**

За девять месяцев 2021 года рост цен в сфере энергетики составил 12,5%, а к концу года оценки показывают, что рост цен достигнет 16%, что представляет собой максимальное значение за последние 10 лет.

На энергетическую инфляцию больше всего повлиял рост цен на нефть на 31,8% за первые
9 месяцев года. В то же время цена на электроэнергию для бытовых потребителей снизилась на 8,3%, а тарифы на природный газ пока не изменились. В этом году рост цен на энергоносители произошел после резкого падения в 2020 году на 10,4% и относительной стабильности в течение последних 8 лет. В 2020 году энергетическая инфляция уменьшилась за счет снижения цен на нефтепродукты на 16,6% и тарифов на электроэнергию на 8,9%.

Ценовая стабильность в последние годы привела к снижению энергетической нагрузки Молдовы, которая определяется импортом энергоресурсов по отношению к ВВП. Так, до 2015 года Молдова импортировала энергоресурсы в размере 12-15% ВВП, а в 2020 году этот показатель достиг исторического минимума всего в 4,8% ВВП. При наихудшем течении событий энергетическая нагрузка Молдовы, вероятно, достигнет 10,4%, что вдвое больше, чем в 2020 году, но сопоставимо с ситуацией до 2015 года.

**Молдавские власти планируют производство электроэнергии**

У молдавских властей большие планы по производству электроэнергии. И это потому, что в настоящее время наша страна переживает серьезный кризис в сфере энергетики, а электроэнергия закупается из-за рубежа.

Власти хотят построить поля с фотоэлектрическими панелями для выработки электроэнергии. В ближайшие четыре года задачей номер один для Молдовы должно стать создание возможности производить электроэнергию и не зависеть от импорта. Мы должны покрывать наши потребности, а может быть, и продавать, почему бы и нет. Ведь потребность в электроэнергии на рынке Евросоюза постоянно растет.

По оценкам экспертов, в настоящее время Молдова импортирует более 20% электроэнергии из Украины и около 70% – с Кучурганской ГРЭС.

**Вступление в силу Правил рынка электроэнергии отложено**

Совет директоров Национального агентства регулирования энергетики (НАРЭ) сегодня,
 29 октября, одобрил отсрочку введения в действие Правил рынка электроэнергии.

Таким образом, новый крайний срок для реализации Правил рынка – 1 января 2022 года. Он был согласован как с Секретариатом Энергетического сообщества, так и с операторами рынка электроэнергии в стране.

 НАРЭ также отмечает, что в связи с этим было предоставлено дополнительное время для поиска решения проблемы дисбалансов, вызванных нелицензированными организациями, действующими в приднестровском регионе. «Более того, это решение мотивировано сложной ситуацией в энергетическом комплексе страны и региона, большинство стран принимают решения для защиты собственных производителей и потребителей.

Кроме того, НАРЭ утвердило Регламент о допуске к эксплуатации электроустановок. Документ был разработан НАРЭ с целью определения порядка рассмотрения заявок и критериев оценки технической документации, новых или реконструированных электроустановок, а также издания акта соответствия. Вступление в силу Регламента о допуске к эксплуатации электроустановок заполнит нормативный вакуум относительно способа допуска к эксплуатации электроустановок, способа выдачи документов соответствия для закрытых распределительных систем, а также для бесплатной передачи электроустановок, линий электропередач и подстанций системному оператору», – указано в пресс-релизе. Утвержден также Регламент об авторизации электротехнических лабораторий, которое будет регулировать деятельность лабораторий, имеющих право проводить профилактические измерения и испытания в электрических сетях и установках. «Регламент должен обеспечивать регулируемый и недискриминационный доступ для всех заявителей, желающих получить разрешение в отношении электролаборатории, оговаривать условия выдачи, приостановления и отзыва разрешения в отношении электролаборатории, устанавливать четкие процедуры для организации и проведения проверки для получения разрешения. Как изменятся завтра цены на бензин и дизтопливо? Внедрение Регламента повысит уровень конкуренции и качество услуг, предоставляемых электрическими лабораториями, соответственно, повысит качество работы, выполняемой электрическими лабораториями, и будет способствовать надлежащему функционированию электроустановок», – отмечает НАРЭ.

**Молдавская ГРЭС за 9 мес. 2021 г., в сравнении с тем же периодом 2020 г., увеличила производство электроэнергии на 4,9% - до 3 млрд 650,9 кВт/ч.**

При этом, коэффициент использования установленной мощности станции (2520 МВт.) вырос за указанный период с 21% до 22,12%. В топливном балансе станции доля газа в январе-сентябре составила 99,54%, угля – 0,35%, мазута – 0,11% против (годом ранее - 99,95%; 0,01%; 0,04%, соответственно).

Gовышение выработки электроэнергии за 9 мес. 2021 г. было связано с ростом ее потребления предприятиями Приднестровья, а также с увеличением объемов поставок электроэнергии на правый берег Днестра, который в Тирасполе расценивают, как «экспорт в Молдову». Молдавская ГРЭС (Днестровск) в 2020 г., в сравнении с 2019 г., увеличила производство электроэнергии на 10,5% - до 4 млрд 688,96 кВт/ч. Молдавская ГРЭС расположена в Приднестровье на западном берегу Кучурганского лимана. Установленная мощность электростанции составляет 2520 МВт. Первая очередь Молдавской ГРЭС введена в эксплуатацию в 1964 г. Электростанция состоит из 12 энергоблоков и работает на трех видах топлива: угле, газе и мазуте. Молдавская ГРЭС на 100% принадлежит Группе «Интер РАО» - диверсифицированному энергохолдингу, присутствующему в различных сегментах электроэнергетической отрасли в России и за рубежом.

# **РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

**По итогам 2021 года в ЕЭС России ожидается ввод в работу генерации общей мощностью боле 3,3 ГВт**.

По информации «Системного оператора» по итогам года в ЕЭС России ожидается ввод в эксплуатацию объектов генерации общей мощностью 3349 МВт, в том числе 949 МВт ТЭС, 1188 МВт АЭС, 1009 МВт ветровых и 203 МВт солнечных электростанций,

Среди наиболее крупных объектов – блок № 6 Ленинградской АЭС мощностью 1188 МВт, турбогенераторы 1 и 2 Свободненской ТЭС общей мощностью 160 МВт, Марченковская ВЭС мощностью 120 МВт, Бондаревская ВЭС мощностью 120 МВт.

**Минпромторг России представил карту 33 проектов водородной энергетики.**

Министерство промышленности и торговли России 15 октября опубликовало карту «Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака».

«Зеленый» водород и аммиак ожидают получать методом электролиза воды с использованием электроэнергии ГЭС, в том числе малых, ГАЭС, ветряных, солнечных и приливных электростанций.

 «Голубой» водород и аммиак ожидают производить методом паровой конверсии метана, с улавливанием CO² на газохимических предприятиях.Также в планах получение «голубого» водорода и аммиака путем переработки природного газа, с применением технологий улавливания и долговременного подземного хранения CO².

Ещё одним проектом предусматривается получение голубого водорода и аммиака методом паровой конверсии метана с улавливанием CO².«Голубой» аммиак ожидают получать путем газификации бурого угля с применением технологии улавливания и захоронения CO², либо на базе газовых месторождений с применением технологий улавливания CO².

«Бирюзовый» водород ожидают получать методом пиролиза метана на газоперерабатывающих заводах.

Низкоуглеродный водород планируют получать методом электролиза воды с использованием электроэнергии АЭС и пылеугольных электростанций.

Первый проект по производству водорода должен быть реализован в 2021 году, путем производства «зеленого» водорода методом электролиза воды с использованием электроэнергии Угличской ГЭС и Загорской ГАЭС.

Ещё 8 проектов должны быть запущены в 2023 году, 11 проектов в 2024 году, 6 проектов в 2025 году. С 2026 по 2031 планируется реализовать также 6 проектов по производству водорода.

Ранее, 5 августа 2021 года, правительство России приняло концепцию по развитию водородной энергетики.

**Первую солнечную электростанцию в Дагестане запустят в декабре 2021 года**

Строительство первой солнечной электростанции в Дагестане завершат раньше срока. Запуск объекта запланирован на декабрь 2021 года.

Ранее сообщалось, что первую солнечную батарею мощностью 15 МВт в Дагестане введут в эксплуатацию в январе 2022 года.

За последний год благодаря содействию главы Дагестана и поддержке правительства республики достигнуты значительные успехи в вопросах привлечения инвесторов в реализацию проектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В Южно-Сухокумске завершается строительство солнечной электростанции мощностью 15 МВт, запуск которой планируется в декабре текущего года/

По результатам конкурсных мероприятий, прошедших в сентябре текущего года, определены инвесторы по строительству в республике генерирующих объектов на основе ВИЭ на 206,16 МВт.

Реализация этих проектов позволит обеспечить прирост мощности в энергосистеме Дагестана на 14 %. Объекты дадут республике дополнительно 541 млн кВт.ч. в год энергии, что позволит снизить ее нарастающий дефицит. В частности, будут созданы порядка 2 тысяч рабочих мест, временных и постоянных.

**«Норникель» завершил модернизацию ГЭС на севере Красноярского края**

Общий объем инвестиций в проект составил 7,5 млрд рублей

Компания «Норникель» завершила модернизацию Усть-Хантайской ГЭС в Норильском промышленном районе на севере Красноярского края, передает корреспондент ТАСС с церемонии запуска ГЭС на полную мощность.

Модернизация станции началась в 2014 году, были заменены все семь гидроагрегатов, отработавших более 50 лет. Общий объем инвестиций в проект составил 7,5 млрд рублей. Модернизация позволила увеличить установленную электрическую мощность с 441 МВт до 511 МВт с максимальной годовой выработкой электроэнергии в 2,4 млрд кВт-часов, снизить операционные затраты и экологические риски, так как в ходе реконструкции было принято решение отказаться от масляных гидравлических насосов.

«Модернизация энергосистемы - один из основных приоритетов для «Норникеля». Компания делает ставку в долгосрочной перспективе на возобновляемые источники энергии. Это связано с общим стремлением реализовывать максимально экологичные проекты. Замена гидроагрегатов Усть-Хантайской ГЭС внесла существенный вклад в процесс надежного и экологически чистого энергоснабжения населенных пунктов севера Красноярского края и крупных промышленных объектов компании».

Усть-Хатайская ГЭС была построена в 1963-1975 гг. и стала первой гидроэлектростанцией Заполярья. ГЭС входит в состав Норильско-таймырской энергетической компании (НТЭК, дочерняя структура «Норникеля») и снабжает электроэнергией предприятия Норильского промышленного района, а также жилищно-коммунальный комплекс Норильска, Игарки, Дудинки.

**РЕСПУБЛИКА ТАДЖИКИСТАН**

**Таджикистан выручил за счет экспорта электричества около 90 миллионов долларов.**

Таджикистан в январе-сентябре 2021 года экспортировал электроэнергию на сумму $89,4 млн, что на $36,1 млн больше, чем в 2020 году, сообщили в Агентстве по статистике.

В сентябре нынешнего года таджикское электричество поставлено соседним странам на сумму около $17 млн, примерно столько же, сколько и в августе этого года.

Рынками сбыта таджикского электричества являются Узбекистан и Афганистан, которые получают его практически в одинаковых объемах. Это связано с тем, что заключенные с электроэнергетическими компаниями этих двух стран договоренности на 2021 год предполагают одинаковый объем поставок – по 1,5 млрд кВт∙ч.

Узбекистан платит за каждый киловатт 2 цента, как и бытовые потребители в Таджикистане, а Афганистан – 3 цента по линии электропередачи 110 кВ и 4,5 цента по ЛЭП 220 кВ.

Ранее, после прихода к власти в Афганистане талибов, электроэнергетическая компания
Da Afghanistan Breshna Sherkat сообщала, что задолжала соседним странам, в том числе Таджикистану, за счет полученной электроэнергии $62 млн, и попросила отложить оплату на более поздние сроки.

Соответствующие структуры Таджикистана не комментируют ситуацию с экспортом электроэнергии за рубежом, в том числе в Афганистан.

В начале текущего месяца Таджикистан приступил также к энергоснабжению Кыргызстана, однако, поставки были приостановлены.

Между тем, в самом Таджикистане с началом второй декады октября в сельской местности начались частые и продолжительные отключения электроэнергии.

ОАХК «Барки точик» объясняет отключения электричества «проведением плановых профилактических работ, необходимых для подготовки линий электропередачи».

По официальным статистическим данным, в январе-сентябре нынешнего года в Таджикистане произведено около 15,9 млрд кВт∙ч электроэнергии, что на 7,4% больше, чем в соответствующем периоде 2020 года.