

АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, СОСТАВЛЯЮЩИХ ОСНОВНУЮ ДОЛЮ БАЗОВОЙ НАГРУЗКИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.Аширов Достон Фарходович,

студент кафедры атомных электростанций и тепловой энергетики

1.Шамуратова Мунаввар Махмудовна,

студент кафедры атомных электростанций и тепловой энергетики

1.Оролов Джорабек Абдурахмонович,

научный руководитель

1.Мурадов Ботир Хаятович,

главный специалист отдела контроля качества образования

Ташкентский государственный технический университет, Республика

Узбекистан, г. Ташкент, ул. А. Кадирий, 76

В статье Атомная электростанция является одним из источников энергии, на долю которого приходится большая часть базовой нагрузки. Однако по мере увеличения доли возобновляемых источников энергии атомным электростанциям потребуется вырабатывать электроэнергию более гибко из-за непостоянства использования возобновляемых источников энергии. В данной статье рассматривается компоновка, термически интегрирующая систему хранения энергии жидкого воздуха с атомной энергетической установкой. Для реалистичной оценки производительности при оптимизации компоновки используются условия эксплуатации атомной энергетической установки. После повторного анализа прогнозируется, что оптимизированная производительность предлагаемой системы достигнет 59,96% эффективности в оба конца. Однако дополнительно показано, что внешние условия окружающей среды могут ухудшить производительность. При проектировании интегрированных систем жидкостно-воздушного накопления энергии для атомных электростанций следует учитывать как свойства пара связанных установок, так и внешние факторы. При

определении подходящего механизма накопления энергии для конкретного приложения важное значение имеет доступная форма энергии.

Ключевые слова: Хранение энергии непосредственно в доступной форме, как правило, лучше, чем переход из одной формы в другую, поскольку каждое преобразование связано с потерями

ATOM ELEKTR STANSIYASI ASOSIY YUKNING KATTA QISMINI TASHKIL ETADIGAN ENERGIYA MANBALARI MISOLIDA TAHLIL QILISH

¹Ashirov Doston Farxod o'g'li, ¹Shamuratova Munavvar Maxmudovna

AES va issiqlik energetikasi kafedrası talabasi

¹O'rollov Jo'rabek Abduraxmon o'g'li ilmiy rahbar

¹Muradov Botir Xayat. Ta'lim sifatini nazorat qilish bo'limi bosh mutaxassisi

Toshkent davlat texnika universiteti, O'zbekiston Respublikasi,

Toshkent shahri A.Qodiriy ko'chasi, 7b

Maqolada Atom elektr stantsiyasi asosiy yukning katta qismini tashkil etadigan energiya manbalaridan biridir. Biroq, qayta tiklanadigan energiya ulushi oshgani sayin, qayta tiklanadigan energiya manbalarining o'zgaruvchanligi tufayli atom elektr stantsiyalari elektr energiyasini yanada moslashuvchan ishlab chiqarishi kerak bo'ladi. Ushbu maqolada suyuq havo energiyasini saqlash tizimini atom elektr stantsiyasi bilan termal ravishda birlashtiradigan tartib ko'rib chiqiladi. Tartibni optimallashtirishda ishlashni Real baholash uchun atom elektr stantsiyasining ishlash shartlari qo'llaniladi. Qayta tahlil qilingandan so'ng, taklif etilayotgan tizimning optimallashtirilgan ishlashi 59,96% qaytish samaradorligiga erishishi taxmin qilinmoqda. Shu bilan birga, tashqi atrof-muhit sharoitlari ishlashga putur etkazishi mumkinligi qo'shimcha ravishda ko'rsatilgan. Atom elektr stantsiyalari uchun integratsiyalashgan suyuq havo energiyasini saqlash tizimlarini loyihalashda bog'langan qurilmalarning juft xususiyatlarini ham, tashqi omillarni ham hisobga olish kerak. Muayyan dastur uchun mos energiya saqlash mexanizmini aniqlashda mavjud energiya shakli muhim ahamiyatga ega.

Kalit so'zlar: Energiyani to'g'ridan-to'g'ri mavjud shaklda saqlash, odatda, bir shakldan ikkinchisiga o'tishdan yaxshiroqdir, chunki har bir o'zgarish yo'qotish bilan bog'liq.

The article In the article, a nuclear power plant is one of the energy sources that accounts for most of the base load. However, as the share of renewable energy sources increases, nuclear power plants will need to generate electricity more flexibly due to the variability in the use of renewable energy sources. This article discusses an arrangement that thermally integrates a

liquid air energy storage system with a nuclear power plant. The operating conditions of a nuclear power plant are used for a realistic assessment of performance when optimizing the layout. After repeated analysis, it is predicted that the optimized performance of the proposed system will reach 59.96% round-trip efficiency. However, it has additionally been shown that environmental conditions can impair productivity. When designing integrated liquid-air energy storage systems for nuclear power plants, both the steam properties of coupled installations and external factors should be taken into account. When determining the appropriate energy storage mechanism for a particular application, the available form of energy is important.

Keywords: Storing energy directly in an accessible form is usually better than switching from one form to another, since each conversion involves losses.

Введение.

В последние годы наблюдается возобновление интереса к увеличению производства ядерной энергии. Это связано с сокращением углеродного следа из-за самого высокого процента выбросов углерода. производства электроэнергии и очень ограниченного вклада возобновляемых источников энергии в общее энергоснабжение [3], [4], [5], [6]. Атомные электростанции (АЭС) отличаются высокими капитальными затратами и низкими эксплуатационными расходами. Затраты энергии от такой капиталоемкой технологии могут быть низкими, если объекты работают на полную мощность, и поэтому АЭС в основном использовались в качестве базового источника производства электроэнергии. Однако с увеличением количества установок мощность ядерной энергетики может превысить базовую нагрузку электрических сетей. В этих условиях избыточная электроэнергия в непиковое время должна быть либо экспортирована в другие страны, либо сохранена для последующего использования. Если вышеуказанные меры не могут сбалансировать генерацию и спрос, АЭС необходимо регулярно снижать. Когда АЭС работают на частичной мощности, себестоимость производства электроэнергии становится очень высокой. Кроме того, частые изменения нагрузки сильно влияют на старение оборудования и характеристики топлива и, следовательно, вызывают проблемы как с экономической точки зрения, так и с точки зрения безопасности [7].

Ядерная энергетика является одним из основных источников выработки электроэнергии с базовой нагрузкой во многих странах [8]. Как упоминалось ранее, увеличение использования возобновляемых источников неизбежно требует снижения

нагрузки существующих атомных станций. Хотя некоторые атомные электростанции способны регулировать выходную мощность в соответствии с потребностью (следование нагрузке), не все из них могут эксплуатироваться в режиме следования нагрузке. Даже если они это сделают, периодические изменения мощности в активной зоне могут повлиять на время службы важного для безопасности оборудования и даже могут ухудшить целостность активной зоны реактора [9]. Такие стратегии снижения нагрузки могут также снизить экономическую отдачу от атомных станций [10], поскольку с экономической точки зрения они лучше всего работают при полной нагрузке, чтобы максимизировать прибыль от генерации при больших первоначальных инвестициях.

Из-за ограниченного рабочего давления и температуры в парогенераторах тепловая эффективность АЭС на воде под давлением составляет всего около 30-32%, что намного ниже, чем у электростанций, работающих на ископаемом топливе [11]. Интеграция технологий АЭС и CES может повысить тепловую эффективность использования ядерного тепла в часы пиковых нагрузок

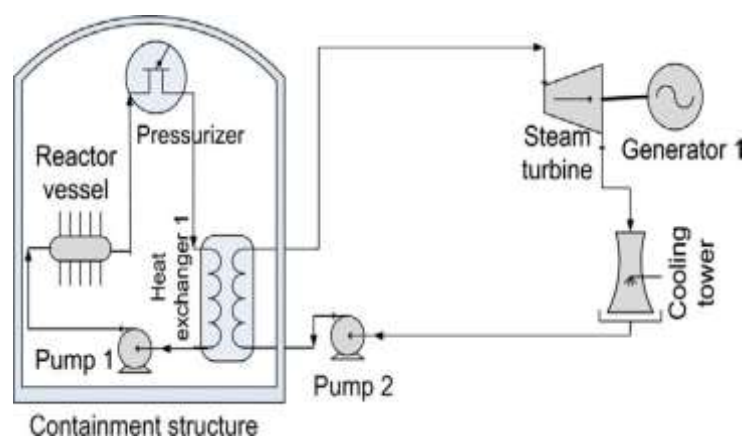


Рис.1. Принципиальная схема типичной АЭС на воде под давлением

АЭС на воде под давлением составляют значительную часть атомных электростанций мира [12,13]. Рис. 1 показана принципиальная схема типичной АЭС с водой под давлением. Ядерное топливо в корпусе реактора участвует в цепной реакции деления, нагревая первичный теплоноситель (воду) в контуре теплоносителя первого контура. Нагретый первичный хладагент закачивается насосом 1 на сторону высокого давления теплообменника 1 для передачи тепла вторичному хладагенту (воде) на

стороне низкого давления теплообменника, что приводит к испарению вторичного хладагента с образованием пара высокого давления. Затем пар высокого давления расширяется в паровой турбине, которая приводит в действие генератор для выработки электроэнергии. После расширения в камере рабочая жидкость превращается в водно-паровую смесь, которая при охлаждении конденсируется в градирне с образованием жидкофазной воды. Затем вода перекачивается обратно в теплообменник насосом 2, завершая цикл. Понижающее регулирование нагрузки АЭС на воде под давлением в случаях низких требований включает в себя установку узлов управления в корпус реактора и связанные с этим изменения в системах охлаждения муравьев. [14] Помимо проблем с безопасностью и сокращением срока службы, такие режимы работы также сталкиваются с двумя проблемами при отслеживании нагрузки. Во-первых, это ограниченный градиент изменения мощности, который обычно занимает несколько часов для достижения примерно половинной нагрузки. Во-вторых, понижающее регулирование АЭС уравнивает выработку и спрос только в нерабочее время, в то время как другие электростанции, такие как газовые, должны использоваться для удовлетворения пиковых потребностей.

Основная часть

Первая цель этого исследования — воспроизвести модель, предложенную в ссылке [15], с кодом KAIST Closed Cycle Design (KAIST-CCD). Эта работа дает представление о том, как работает система LAES и как каждый параметр конструкции повлияет на эффективность приема-передачи. После проверки модели на получение результатов, аналогичных результатам предыдущего исследования, модель можно модифицировать для оптимизации условий работы системы LAES с APR1400 в более реалистичных условиях.

Для тестирования системы LAES в реальных условиях были изменены три конструктивных параметра из ссылки [15].

(1) Температура сжатия теплообменника: Температура сжатия для теплообменников в ссылке [15] составляет 2K. Однако при проектировании теплообменника для пережима обычно принимаются значения 5K или более по экономическим соображениям и из-за повышенного перепада давления для чрезмерно низкого проектного условия

пережима. Поэтому в данной работе температура пинча в теплообменниках изменена на 5K.

(2) Падение давления: Падение давления в компонентах и трубопроводах происходит всегда. Из-за этого перепада давления давление жидкости уменьшается при протекании через систему. Обычно это влияет на общую производительность системы.

(3) Температура окружающей среды: в реалистичной системе температура окружающей среды постоянно меняется. Поскольку система LAES представляет собой открытую систему, которая забирает воздух из атмосферы, температура окружающего воздуха влияет на производительность системы.

KAIST-CCD — это код на основе MATLAB, используемый для расчета и оптимизации термодинамических процессов. Его можно разделить на две основные подпрограммы: раздел компоновки и раздел параметров дизайна. Раздел компоновки определяет схему процесса тепловой системы и дает информацию о том, как компоненты связаны друг с другом. В разделе проектных параметров он предоставляет расчетные условия для кода компоновки: давление и температура окружающего воздуха, эффективность и условия работы для каждого компонента. Свойства жидкости получены из REFPROP, разработанного NIST [17].

Схема, принятая для моделирования кода, показана на **рисунке 2**. Он разделен на две части: перед резервуаром для жидкого воздуха и после резервуара для жидкого воздуха. Расположение перед резервуаром с жидким воздухом представляет собой накопительную часть системы (т. е. режим зарядки), а расположение после резервуара с жидким воздухом представляет собой систему для работы в режиме разгрузки. Код сначала вычисляет систему начисления, пока результат не сойдется в системе начисления, а затем начинает вычислять систему начисления с результатами системы начисления. Алгоритм кода показан на **рисунке 3**. Далее описывается термодинамика построения модели предлагаемой системы. Расчет в компонентах следует основным законам общей термодинамики. Тем не менее, некоторые компоненты следуют приведенным ниже расчетам для большей точности. Конкретные параметры для расчета указаны в [Таблице 1](#) и [Таблице 2](#)

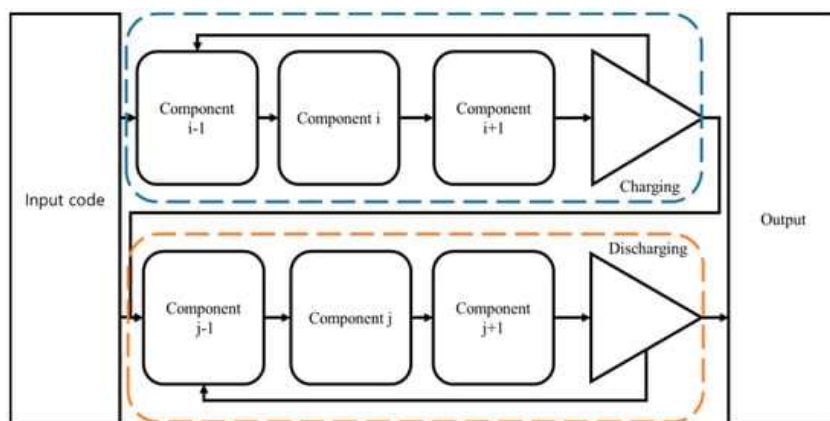


Рис. 3. Общая структура алгоритма кода KAIST-CCD.

Таблица 1. Параметры для ЛАЭС Расчетные данные из [15].

Переменные	Ценности
Тепловая мощность АЭС (МВт)	250
Давление пара на входе в АЭС (кПа)	7093
Температура пара на входе АЭС (К)	560
Тепловой КПД АЭС (%)	31
Окружающее давление (кПа)	101
Температура окружающей среды (К)	288
Давление хранения сжиженного воздуха (кПа)	101
Время работы в режиме накопления энергии (часы/сутки)	8

Переменные	Ценности
Время работы в режиме энерговыведения (часы/сутки)	1
Температурный подход теплообменников (К)	2
Изэнтропический КПД воздушных турбин (%)	92
Изэнтропический КПД криогенной турбины (%)	88
Изотермический КПД воздушных компрессоров (%)	90
Изэнтропический КПД криогенного насоса (%)	70

Компрессор (изотермический)

На **рисунке 2** для потоков с номерами от 2 до 3 и от 4 до 5 в системе использовались два изотермических компрессора в ссылке [15]. В работе [15] точный метод расчета изотермического компрессора не представлен. Таким образом, методология анализа в этой статье соответствует ссылке [18], в которой показано, как оценить изотермический компрессор. В модели изотермического компрессора для оценки производительности требуются температура и давление на входе, целевое давление и номер процесса сжатия. Номер процесса сжатия определяет числовую дискретность непрерывного процесса для оценки работы и охлаждения в изотермическом компрессоре. Как показано на **рисунке 4**, чтобы описать изотермическое сжатие, сжатие и охлаждение численно повторяются несколько раз. В этой статье номер шага (т. е. численная дискретизация) изотермических компрессоров установлен равным 500, что является достаточно

большим числом, чтобы воспроизвести результат ссылки [15]. Требуемая окончательная работа сжатия, показанная в уравнении (1), рассчитывается путем суммирования дискретизированной работы, выполненной в течение всего процесса.

Таблица 2. Условия атомной электростанции — APR1400.

Переменные	Ценности
Тепловая мощность АЭС (МВт)	3200
Давление пара на входе в АЭС (кПа)	6270
Тепловой КПД АЭС (%)	31
Окружающее давление (кПа)	101
Температура окружающей среды (К)	288
Давление хранения сжиженного воздуха (кПа)	101
Время работы в режиме накопления энергии (часы/сутки)	8
Время работы в режиме энергоснабжения (часы/сутки)	1
Температурный подход теплообменников (К)	5
Изэнтропический КПД воздушных турбин (%)	92
Изэнтропический КПД криогенной турбины (%)	88
Изотермический КПД воздушных компрессоров (%)	90
Изэнтропический КПД криогенного насоса (%)	70

Переменные	Ценности

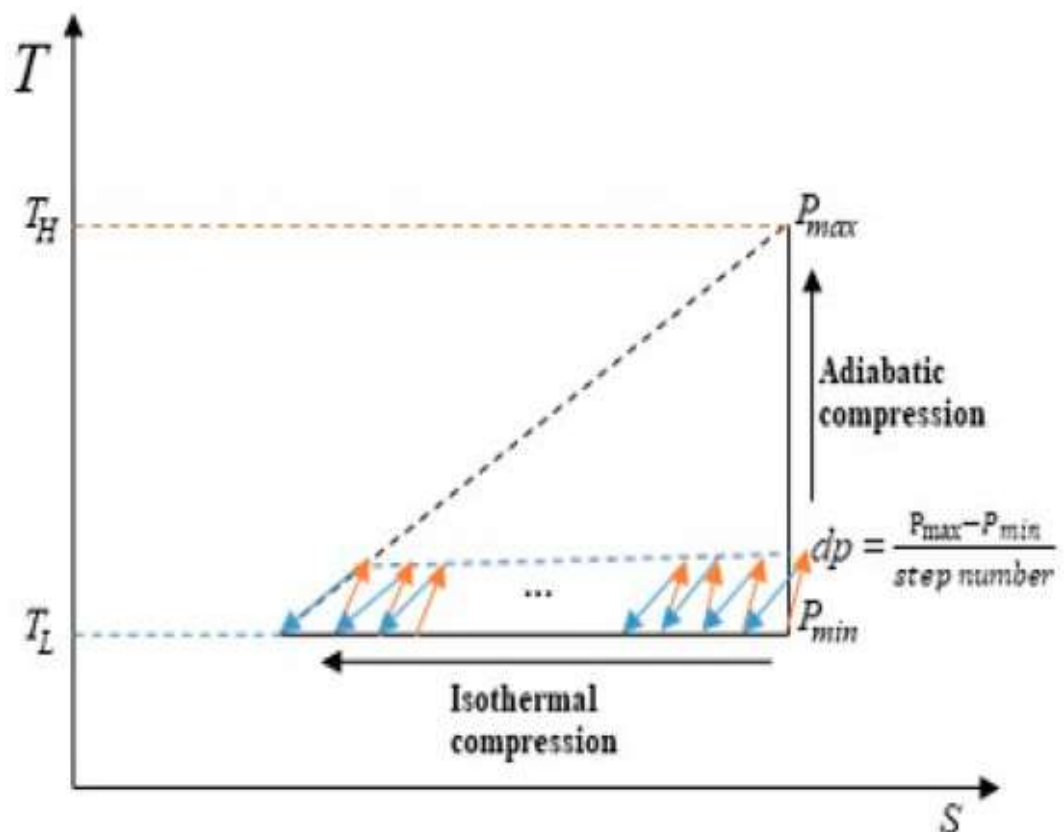


Рис. 4. Ts-диаграмма изотермического сжатия, адаптированная из [18].

2.3. Теплообменник

Методика применяется для оценки всех теплообменников, кроме теплообменника 4 на [рисунке 1](#). Для модели теплообменника требуется следующая информация: температура и давление на входе горячей и холодной стороны, температура пинча и условия перепада давления.

Для расчета теплообменника необходимы температура на входе и давление горячей и холодной стороны, температура пинча и условия перепада давления. Поскольку теплообменники включают трехходовые теплообменники, для расчета используется модель эффективности:

Предполагается, что эффективность $h_{hot,out}$. Если расчетное сжатие ниже заданного условия, то значение эффективности уменьшается до тех пор, пока расчетное сжатие не превысит заданные условия сжатия. Процесс показан на **рисунке 5**.

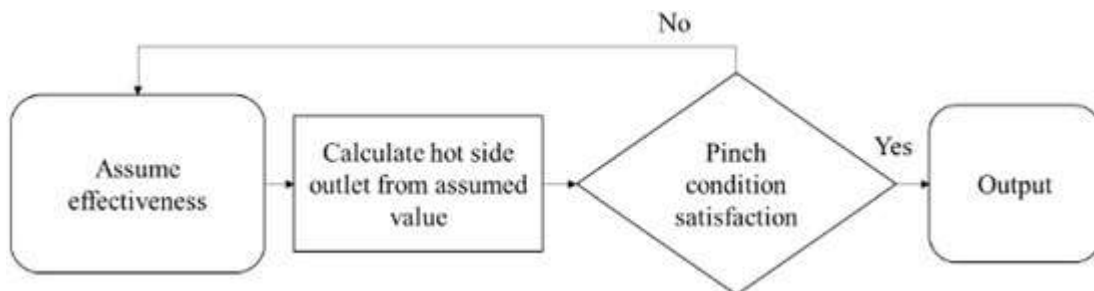


Рисунок 5. Алгоритм модели эффективности.

2.4. Теплообменник (воздух-пар)

Как показано на **фиг.1**, теплообменник 4 предназначен для теплообмена между воздушным и паровым каналами. Для этой модели требуется информация о массовом расходе воздуха, температуре и давлении на входе со стороны воздуха и со стороны пара, температуре на выходе со стороны пара, а также об условиях сжатия и перепада давления. Поскольку температура на стороне пара фиксирована для интеграции с паровым циклом APR1400, условие пережима должно быть выполнено путем изменения температуры на стороне воздуха.

На **рис. 6** показано, что первоначальный расчет профиля температуры воздуха может привести к перекрытию профиля температуры пара. Чтобы избежать перекрытия, температура на выходе с холодной стороны корректируется на первой итерации до тех пор, пока не будет получен результат, удовлетворяющий условию пинча. Наконец, массовый расход паровой стороны рассчитывается, как показано в уравнении (4):

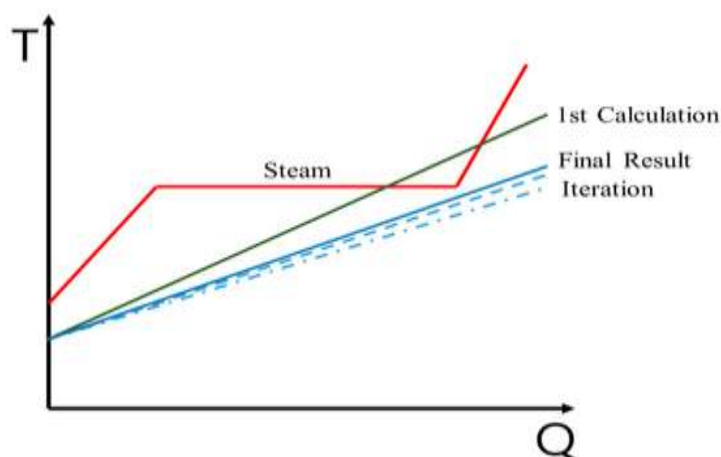


Рис. 5. Диаграмма температура (T) – тепловая нагрузка (Q) теплообменника 4.

2.5. Расчет эксергии

Из входного кода температура и давление окружающей среды используются для расчета энтальпии окружающей среды и энтропии окружающей среды для расчетов эксергии. Эксергия для каждой точки рассчитывается следующим образом [19]:

Эксергетический расчет разрушения компонентов выполняется следующим образом:

2.6. Эффективность туда и обратно

КПД туда и обратно является наиболее важным параметром для оценки производительности систем хранения энергии. Это отношение энергии, выделяемой системой, и энергии, потребляемой системой. В случае интегрированной АЭС ЛАЭС мощность от АЭС снижается при энерговыделении. Это связано с тем, что система использует мощность АЭС через перепуск пара при работе в режиме сброса. Кроме того, система рассчитана на то, чтобы режим хранения был в восемь раз дольше, чем режим выпуска. Это также учитывается при расчете эффективности приема-передачи.

Полная мощность от режима выпуска в системе ЛАЭС складывается из мощности воздушных турбин и потребляемой мощности криогенного насоса. Этот процесс показан на **рисунке 2**, потоки с 15 по 32.

Потери мощности АЭС рассчитываются исходя из КПД АЭС, расхода пара и энтальпии на входе и выходе из паровой стороны АЭС. Это номера 33 и 34 на **рисунке 2**. Конкретные значения КПД и граничные условия для АЭС приведены в **Таблице 1** и **Таблице 2** соответственно.

Потребляемая мощность в режиме накопления в системе ЛАЭС представляет собой сумму потребляемой мощности компрессоров и мощности, выдаваемой криогенной турбиной. Этот процесс описан на [рисунке 1](#), поток с 1 по 14.

Эффективность приема-передачи системы ЛАЭС рассчитывается по общей мощности в режиме выпуска, потерям мощности от АЭС и потребляемой мощности в режиме накопления по уравнению (9). Время работы для каждого режима показано в [Таблице 1](#) и [Таблице 2](#).

Номенклатура

ПЗС	Дизайн замкнутого цикла
КП	Компрессор
ϵ 	Эффективность
ЕС	Хранилище энергии
Скорая помощь	Высвобождение энергии
T	Время работы системы
ЛАЭС	Хранение энергии сжиженным воздухом
АЭС	Атомная электростанция
ЧАС	Энтальпия
$m \cdot m$	Массовый расход
ЧАС	Эффективность компонента
η_{RTE}	Эффективность туда и обратно
E	Эксергия на единицу массы

Вопрос	Нагревать
Вт	Работа
Икс	Эксергия Разрушение компонента
ТБ	Турбина
НХ	Теплообменник
Д	ЛАЭС Доходность

Заключения. Тем временем вторичный теплоноситель в АЭС вводится в теплообменник путем включения трехходовых клапанов. Это приводит к дальнейшему повышению температуры и давления воздуха, который при расширении в четырехступенчатой воздушной системе с промежуточным нагревом в теплообменнике приводит в действие генератор для выработки электроэнергии. Отработанный воздух используется сначала для предварительного нагрева воздуха высокого давления в теплообменнике, а затем для регенерации осушителя в сушилке. Обычный режим: В нерабочие и непиковые часы, как установка сжижения воздуха, так и установка извлечения криогенной энергии отключены, так что АЭС работает в обычном режиме, приводя в действие паровую турбину для производства электроэнергии. При использовании технологий теплоизоляции ожидается, что рассеивание холода из резервуаров для сжиженного воздуха и теплоносителей будет низким.

Литература

1. <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/18/8484>
2. <https://sci-hub.hkvisa.net/10.1016/j.apenergy.2013.08.077>
3. Cai W, Wang C, Wang K, Zhang Y, Chen J. Scenario analysis on CO₂ emissions reduction potential in China's electricity sector. Energy Policy 2007;35: 6445–56.

4. Krackeler T, Schipper L, Sezgen O. Carbon dioxide emissions in OECD service sectors: the critical role of electricity use. *Energy Policy* 1998; 26:1137–52.
5. Tzimas E, Georgakaki A, Peteves S. Reducing CO₂ emissions from the European power generation sector – scenarios to 2050. *Energy Procedia* 2009; 1: 4007–13.
6. Adamantiades A, Kessides I. Nuclear power for sustainable development: current status and future prospects. *Energy Policy* 2009; 37:5149–66.
7. Lokhov A. Technical and economic aspect of load following with nuclear power plant. Nuclear energy agency, organisation for economic co-operation and development; 2011.
8. Yildiz B, Kazimi MS. Efficiency of hydrogen production systems using alternative nuclear energy technologies. *Int J Hydrogen Energy* 2006;31: 77–92.
9. Forsberg CW, Kazimi MS. Nuclear hydrogen using high-temperature electrolysis and light water reactors for peak electricity production. Massachusetts Institute of Technology; 2009.
10. Forsberg CW, Lee Y, Kulhanek M, Driscoll MJ. Gigawatt-year nucleargeothermal energy storage for light-water and high-temperature reactors. In: International congress on the advances in nuclear power plants, Chicago, Illinois; 2012.
11. Rosen MA. Energy- and exergy-based comparison of coal-fired and nuclear steam power plants. *Exergy Int J* 2001;1:180–92.
12. Michaelides EE. Nuclear power plants: alternative energy sources. Berlin, Heidelberg: Springer; 2012. p. 131–72.
13. Kothare MV, Mettler B, Morari M, Bendotti P, Falinower CM. Level control in the steam generator of a nuclear power plant. *IEEE Trans Control Syst Technol* 2000;8:55–69.
14. Ludwig H, Salnikova T, Stock A, Erlangen UW. Load cycling capabilities of German nuclear power plants. *Int J Nucl Power* 2010;55:2–8.