

# Теория энергетики

2026-03-22 · demid.mine · rudolfzinovev.xyz

---

## I. Теоретическая часть проекта.

### I.1. ТЭС - тепловые электростанции.

#### I.1.1. ТЭС: стоимость строительства и эксплуатации.

Тепловые электростанции (далее ТЭС) делятся на виды, в зависимости от типа потребляемого топлива, наиболее распространённые из них :

1. Угольные ТЭС

2. Газовые ТЭС

3. Мазутные ТЭС

Рассмотрим их по порядку по средним ценам в России, с учётом транспортировок.

Удельные капиталовложения в угольные ТЭС составляют 111000 - 126000 руб./кВт. Таким образом стоимость строительства угольной ТЭС мощностью 650 МВт примерно 78 млрд. рублей, а её расход будет составлять ~900000 тонн угля в год, что равняется ~6,75 млрд. рублей. Следовательно, расход угля на 1 кВт в год энергии составляет 1,5 тонн угля или 12000 рублей [6].

Удельные капиталовложения в газовые ТЭС составляют 80 000 - 120 000 руб./кВт. Таким образом стоимость строительства газовой ТЭС мощностью 650 МВт примерно 62 млрд. рублей, а её расход будет составлять ~280 млн. м<sup>3</sup> газа в год, что равняется ~1,4 млрд. рублей. Следовательно, расход газа на 1 кВт в год установленной мощности составляет приблизительно 1700 м<sup>3</sup> газа или 10000 рублей [5].

Удельные капиталовложения в мазутные ТЭС составляют приблизительно 110000 - 12000 руб./кВт. Таким образом стоимость строительства мазутной ТЭС мощностью 650 МВт примерно 75 млрд. рублей, а её расход будет составлять ~200000 тонн мазута в год, что равняется ~4 млрд. рублей. Следовательно, расход мазута на 1 кВт в год установленной мощности составляет приблизительно 1,9 тонн мазута в год или 76000 рублей [5].

Однако стоит отметить, что уголь - более распространённый ресурс, чем природный газ или мазут. Не смотря на это в России газ - дешевле угля т.к. он, в большинстве своём, везётся с Сибири, Урала и Дальнего Востока, что ведёт к значительным тратам на транспорт. В то же время газ находится в непосредственной близости к основным точкам энерговыработки

(электростанциям).

В отличие от России и США[5] в остальном мире электроэнергия на угле дешевле, чем на газе. Однако, на рис.1. мы можем увидеть, что в процентном соотношении количество вырабатываемой электроэнергии на газе не намного меньше [6].

В тоже время на данном рисунке мы можем заметить то, что производство электроэнергии на мазуте составляет 31.7%. Это объясняется тем, что мазут используется в том числе в транспорте и промышленности, что и отражено на рисунке. При этом проценты потребления угля и газа соответствуют действительности. Также, подводя итог, стоит отметить то, что Работоспособность ТЭС ограничивается запасами горючих природных ископаемых. Так что стоит учитывать то, что цена на эксплуатацию может варьироваться в зависимости от страны и его запасов топлива.

### **I.1.2. ТЭС: влияние на экологию.**

ТЭС на угле довольно таки не экологичны. На 1 МВт энергии приходится около 850кг CO<sub>2</sub> без специальных фильтров и очистных сооружений. В случае их наличия масса выбросов углекислого газа уменьшается вплоть до 80%, до 150кг CO<sub>2</sub> за 1 МВт. Стоимость очистных сооружений рассчитывается за 1 тонну уловленного CO<sub>2</sub> необходимо доплатить 3000 - 9200 рублей. Таким образом стоимость очистных сооружений эффективностью 80% для угольной электростанции мощностью 650 МВт со средней стоимостью 6100 рублей за 1кг CO<sub>2</sub> составит примерно 18,8 млрд рублей, что составляет ~25% от общей стоимости строительства такой электростанции [5, 6].

ТЭС на газе являются самыми экологичными. На 1 МВт энергии приходится около 680кг CO<sub>2</sub> без специальных фильтров и очистных сооружений. В случае их наличия масса выбросов углекислого газа уменьшается вплоть до 80- 90%, до 130 кг CO<sub>2</sub> за 1 МВт. Стоимость очистных сооружений рассчитывается за 1 тонну уловленного CO<sub>2</sub> необходимо доплатить 6000 - 9000 рублей. Таким образом стоимость очистных сооружений эффективностью 80% для угольной электростанции мощностью 650 МВт со средней стоимостью 6100 рублей за 1кг CO<sub>2</sub> составит примерно 18,8 млрд рублей, что составляет ~30% от общей стоимости строительства такой электростанции [6].

ТЭС на мазуте являются самыми не экологичными. На 1 МВт энергии приходится около 800кг CO<sub>2</sub> без специальных фильтров и очистных сооружений. В случае их наличия масса выбросов углекислого газа уменьшается вплоть до 80%, до 160кг CO<sub>2</sub> за 1 МВт. Стоимость очистных сооружений рассчитывается за 1 тонну уловленного CO<sub>2</sub> необходимо доплатить

3000 - 9200 рублей. Таким образом стоимость очистных сооружений эффективностью 80% для угольной электростанции мощностью 650 МВт со средней стоимостью 6100 рублей за 1кг CO<sub>2</sub> составит примерно 18,8 млрд рублей, что составляет ~25% от общей стоимости строительства такой электростанции [5]. Однако стоит отметить, что мазутные ТЭС помимо CO<sub>2</sub> также отравляют окружающую среду SOX и NOX, поэтому им необходимы дополнительные очистные сооружения. Общая стоимость очистных сооружений для оксидов серы и азота составит ~19 млрд.рублей, то есть ещё 25% от стоимости строительства. Таким образом около 50% стоимости строительства мазутных ТЭС уходит на экологию [6].

## **I.2. АЭС - атомные электростанции.**

### **I.2.1. АЭС: факторы, способующие развитию отрасли [7,8].**

1.Ограниченность запасов органического топлива. Прогнозы по запасам весьма неопределенны и меняются каждые несколько лет. По данным BP Statistical Review of Energy 2024 г. при существующем уровне добычи разведанных запасов нефти хватит на 50 лет, газа — на 50 лет. По исследованиям Всемирного энергетического совета, нефти в мире осталось на 56 лет, запасов угля, по некоторым оценкам, примерно на 140 лет.

2.Неравномерность распределения запасов органического топлива по континентам и странам. Развитие атомной энергетики в Великобритании, Франции (рис.3.) ряде других стран в свое время было связано в значительной степени с отсутствием или высокой стоимостью добычи органического топлива.

3.Минимальные выбросы парниковых газов при работе АЭС. Средние в мире удельные выбросы углекислого газа пылеугольными блоками тепловых электростанций (ТЭС), доля которых в производстве электроэнергии составляет 41 %, — 1100 г/кВт·ч. Отмечается, что при росте капитальных затрат сверх 2500 долл./кВт для паросиловых ТЭС на угле и 1000 долл./кВт — для парогазовых (ПГУ) энергокомпаниям будет невыгодно инвестировать в строительство таких станций. Затраты на сооружение ТЭС с ПГУ при наличии установок для газификации угля и систем связывания углекислого газа увеличиваются более чем на 35 %, КПД снижается до 34 %.

4.Все более жесткие ограничения к выбросам загрязняющих веществ. Работа ТЭС сопровождается выбросами оксидов серы, азота, летучей золы, парниковых газов. Возрастает стоимость отчуждаемой под золоотвалы территории. Расходы на мероприятия по ограничению влияния ТЭС на окружающую среду сегодня достигает 40 % от стоимости станции.

5. Проблемы, связанные с использованием возобновляемых источников, в частности ветроэнергетических установок (ВЭУ). ВЭУ, по мнению ряда специалистов, должны заменить АЭС. Одна из наиболее серьезных проблем — необходимость создания резервной мощности. При высокой доле ветроэнергетики в балансе мощность традиционных источников: ТЭС и АЭС — должна быть достаточно велика, с соответствующими капиталовложениями и текущими расходами.

### **1.2.2. АЭС: факторы, сдерживающие развитие отрасли [7,8].**

1. Противодействие населения, «зеленой» оппозиции, вызванное, главным образом, страхом перед последствиями тяжелых аварий.

26 апреля 1986 г. произошла авария на четвертом энергоблоке Чернобыльской АЭС. Схема АЭС одноконтурная. Реактор водографитовый, канальный тепловой мощностью 3200 МВт, электрической — 1000 МВт. В окружающую среду поступило около 1 МКи ( $3,7 \cdot 10^{16}$  Бк) наиболее долгоживущего изотопа цезия-137 с периодом полураспада более 30 лет. Число летальных исходов после лучевой болезни 3 и 4-й степеней тяжести (более 4,2 Зв или 420 рентген) — 26. Средняя эквивалентная доза 530 тыс. человек участников ликвидации аварии — 171 мЗв, 98000 тыс. чел. в Белоруссии, Украине, России — 1,3 мЗв, 500 млн жителей отдаленных стран — 0,3 мЗв [5, 6]. Вокруг АЭС была создана 30-километровая зона. По некоторым оценкам материальный ущерб составил 200 млрд долл.

2. Ограниченность запасов урана. Ядерно-топливной базой практически всех современных энергетических реакторов, которые работают на тепловых нейтронах, является изотоп уран-235. Содержание его в металлическом уране всего 0,7 %, а в топливе реактора — не более 4,5 %. Остальное — уран 238. Следует заметить, что одновременно с делением ядер урана-235 имеет место процесс воспроизводства ядерного топлива. Ядра урана-238 захватывают нейтроны с образованием плутония-239. В реакторах на тепловых нейтронах на каждый 1 кг «сгоревшего» урана-235 образуется около 0,7 кг плутония. В реакторах же на быстрых нейтронах наработка плутония составляет не менее 1,3 кг. Таким образом, появляется возможность переработать «балластный» уран-238 в хорошее ядерное топливо.

3. Проблема отработанного ядерного топлива (ОЯТ). Кампания современного реактора, т.е. время работы на одной загрузке топлива, составляет 3 года. Каждые 3 года из реактора типа ВВЭР-1000 выгружают около 80 т отработанного высокоактивного топлива (из реактора РБМК — почти 200 т), которое некоторое время содержится в бассейнах выдержки рядом с реактором, а затем в хранилищах непосредственно на АЭС или транспортируется на специальные комбинаты для долговременного хранения. Объем переработанного

топлива у нас и за рубежом относительно небольшой. Этот процесс сложный, дорогой и, при современных ценах на уран, экономически не выгоден. В нашей стране в 2002 г. в хранилищах на АЭС содержалось более 18 тыс. т ОЯТ и ежегодно около 750 т выгружалось из реакторов. При хранении ОЯТ предусматриваются биологическая защита, охлаждение, вентиляция, а также меры физической защиты.

4. Проблема вывода из эксплуатации, демонтажа. С каждым годом в мире увеличивается количество отработавших энергоблоков. Процесс демонтажа многоэтапный, растянутый во времени, крайне сложный, дорогостоящий. Стоимость, по некоторым оценкам, составляет около 30 % от начальных капиталовложений.

5. Высокая удельная (на кВт мощности) материалоемкость, стоимость, значительные удельные трудозатраты и продолжительность строительства. Например, удельный расход железобетона на Нововоронежской АЭС-2 (два блока по 1200 МВт) — 325 м<sup>3</sup>/МВт, арматуры — 66,8 т/МВт, облицовок и закладных — 39 т/МВт, металлоконструкций — 13,5 т/МВт [9].

Если брать усреднённые значения, то проектная стоимость современной АЭС мощностью 1000 - 1500 МВт, как правило, не ниже 3-4 млрд долл., удельная стоимость — 3000 - 4000 долл./кВт. Более подробные данные мы можем увидеть в таб.3.

## **1.3. ВИЭ - возобновляемые источники энергии.**

### **1.3.1. ВЭС - ветровые электростанции. Общая информация [1, 4, 10].**

В 2023 году мощность введенных в эксплуатацию ветроэнергетических установок (ВЭУ) в мире составила 116 616 МВт, что на 50% больше, чем в 2022 году [6]. Объем ввода достиг рекордного значения и впервые превысил отметку 100 тыс. МВт. В России по состоянию на начало 2024 года доля ВИЭ в общем объеме выработки электроэнергии составляет всего 1,1%.

Ветрогенерация (ВЭС) является одним из наиболее распространенных видов альтернативных источников энергии [1]. Чтобы оценить её вклад в экономику страны существует модель, которая состоит из трёх этапов:

- 1) составление экономической модели по системе IMPLAN.
- 2) расчёт индекса экономического развития JEDI.

Рассмотрим подробнее каждый из этапов:

1. IMPLAN - это система моделирования оценки экономического воздействия, которую можно использовать на многих различных географических уровнях. IMPLAN представляет собой модель затрат-выпуска, которая использует мультипликаторы для количественной оценки взаимодействий между отраслями. Каждая отрасль или сфера деятельности в экономике отнесены к определенному сектору в пределах экономики. Учет затрат-выпуска описывает потоки товаров от производителя к промежуточным и конечным потребителям. Общие отраслевые закупки, включая, например, услуги, компенсацию занятости и импорт, равны объему производимых товаров. Этот цикл покупки товаров и услуг продолжается до тех пор, пока утечка из региона не остановит цикл.

2. JEDI широко используется при моделировании воздействия энергии ветра. Например, Слэттери и др. в 2011 году использовали JEDI для исследования ветряных электростанций мощностью более 1300 МВт в Техасе. Результаты показали увеличение более чем на 4000 рабочих мест в эквиваленте полной занятости и общее влияние на площадь этих ветряных электростанций за срок службы почти на 2 миллиарда долларов США. Несколько переменных, таких как размер проекта, местоположение, финансовые условия и местные экономические факторы, влияют на строительные и эксплуатационные расходы [1].

В таблицах 4 и 5 представлены результаты работы JEDI.

Если взять средние данные о стоимости строительства и эксплуатации ВЭС, а также об их экономической выгоде, мы можем отметить следующее:

1) Одна турбина мощностью 2.5 МВт (среднее значение) стоит 230 - 306 млн.рублей.

2) Ежегодные эксплуатационные расходы, включая страховку и аренду земли, составляют 3 - 3.5 млн.рублей за 1 МВт в год.

3) Доходность за год эксплуатации составит 6,5 млн.рублей в год.

Таким образом проект потерпит убытки (при текущий тарифах) в 180 млн.рублей. Чтобы проект стал безубыточным необходимо поднять текущие тарифы до 7.25 рублей за кВт\*ч [10].

### **I.3.2. СЭС - солнечные электростанции. Общая информация [1, 10].**

Солнечные панели (СЭС) - ещё один из экологических, альтернативных способов выработки электроэнергии.

В коэффициенте мощности не учитываются многие погодные условия, такие как облачность и зимние погодные условия, во время отсутствия солнца панели не вырабатывают нужное количество энергии, а в зимний период

солнечные панели заметает снегом, и они не вырабатывают энергию, согласно методу LCOE, панели всегда находятся в заданных условиях, что на практике не совсем так. Если же не учитывать погодны условия и при расчётах принять, что погода всегда благоприятная, то стоимость электроэнергии от солнечной энергии составит 5.03 рубля за кВт\*ч, в противном случае цена возрастает многократно [4].

Нестабильность солнечных панелей и их сильная зависимость от инсоляции делает их фактически непригодными для выработки такого количества электроэнергии, которое смогло бы обеспечить электричеством страну, учитывая холодный (в большинстве своём) климат России. Таким образом, солнечная энергия является применимой только для частной практики, например - для частных домов или небольших офисных зданий [4, 10].

Рассмотрим такой вариант применения солнечных панелей. Прежде чем принимать решение об установке солнечных панелей, необходимо проанализировать уровень инсоляции в регионе. В Барнауле среднегодовой уровень инсоляции такой же, как в Крыму - 4,14 кВт×ч/м<sup>2</sup>. Средний уровень инсоляции в зимний период также не сильно отличается: 2,3 кВт×ч/м<sup>2</sup> - в Симферополе и 2,2 кВт×ч/м<sup>2</sup> - в Барнауле. Это свидетельствует о целесообразности рассмотрения вопроса об установке солнечных панелей. Кроме того, помесячные данные об уровне инсоляции необходимы для определения угла наклона панелей, а также для дальнейших расчётов. На рассмотрение возьмём двухэтажное здание с подвалом и чердачным помещением. Стены кирпич двойной кладки (510 мм). Окна - ПВХ (усиленный профиль, шумозащитные). Строительный объём надземной части (выше 0.000) - 3647 м<sup>3</sup>, подземной - 543 м<sup>3</sup>.

Анализ моделей солнечных панелей, представленных на рынке, показал, что наиболее оптимальный выбор - панели китайского бренда DELTA. У них высокий показатель КПД (по сравнению с панелями аналогичной мощности от других производителей) и, в то же время, более низкая цена. Расчёт проводился для DELTA BST-450-72M-NC 450 Вт МОНО. В той модели используется технология Half cell, позволяющая снизить резистивные потери. При расчёте количества энергии, вырабатываемой солнечными панелями (E<sub>сп</sub>), был применён коэффициент, делающий поправку на потери энергии при передаче и преобразовании:

Где:

E<sub>сп</sub> - годовая выработка электроэнергии

E<sub>инс</sub> - уровень инсоляции, кВт×ч/м<sup>2</sup> (E<sub>инс</sub>=4,14);

P<sub>сп</sub> - мощность солнечной панели, Вт (P<sub>сп</sub> =450); (1) □

η - коэффициент поправки на потери энергии при передаче и преобразовании (мы его приняли □=0,95);

Ринс – нормированная мощность солнечного излучения у поверхности Земли (Ринс=1000 Вт/м<sup>2</sup>).

Было запланировано установить 58 солнечных панелей. Расчёты показали, что вырабатываемая ими энергия в среднем составит 102,6 кВт в сутки или 37467,7 кВт в год. За 2020-2022 г.г. среднегодовое потребление электроэнергии организацией составило 71659 кВт, среднегодовая оплата за данный период составляет 508778,9 руб.

Специалистами данной компании был произведен расчёт стоимости проекта, включая стоимость панелей DELTA BST- 450-72M-НС 450 ВТ МОНО, инвертора, крепёжных элементов, расходных материалов, монтажных работ и запуска. Она составила 1.289.332 руб [4]. Вырабатываемая солнечными панелями годовая электроэнергия в размере 37467,7 кВт позволяет экономить 273.514,21 руб за год.срок. Таким образом, окупаемости проекта составит 5,3 года с учетом инфляции и расходов по обслуживанию, что для частного сектора является приемлимым показателем.

Таким образом, рассмотрев пример применения солнечной энергии в обеспечении 1 здания, мы убедились, что пытаться использовать солнечную энергию в рамках страны с не солнечным климатом - не выгодно и не целесообразно.

### **I.3.3. ГЭС - гидроэлектростанции. Общая информация [1, 3, 10].**

Гидроэлектростанции обладают огромным потенциалом в рамках нашей страны, ведь Россия обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который оценивается в 9% мирового, однако пока освоено около 4%. Как пример - энергоресурсы рек Камчатского края на рис.8 [3].

Это обуславливается высокими затратами на строительство, длительным сроком постройки объекта. С другой стороны их высокая манёвренность (способность быстро уменьшать или увеличивать свою мощность), длительный срок эксплуатации, экологичность и отсутствие потребности в невозполняемых природных ресурсах во время работы делают их постройку выгодной в дальнейшей перспективе.

По состоянию на 01.01.2023 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России составила 50 105,50 МВт (20,24%), а за 2022 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России выросла на 150,68 МВт (0,3%) [3].

Технико-экономические показатели предложенных в статье проектов новых ГЭС представлены в таблице 6 (где CAPEX – капитальные затраты, R – ставка дисконтирования<sup>12</sup>, DPP – окупаемость с учетом ставки дисконтирования, NPV – дисконтированный доход, PI – индекс рентабельности).

## **I.4. Итог.**

Таким образом мы можем сделать вывод, что ВИЭ предлагают наиболее экологичное решение, но имеют географические и погодные ограничения, а также не являются стабильным источником электроэнергии. АЭС обеспечивают высокую мощность при минимальном расходе топлива, но требуют колоссальных первоначальных инвестиций и несут риск катастрофических аварий. ТЭС, в свою очередь, являются компромиссом по затратам на строительство и обеспечение, но оказывают постоянное негативное воздействие на экологию и имеют высокую зависимость от поставок и стоимости топлива.

### **Источники:**

1. Абдуллина.А.Р. , Сайфудинова.Н.З. , Снежинская.Е.В. , Барышев.К.М. , Карымов.Д.М. ; 2021г. ; Оценка эффективности влияния ветряных электростанций на экономику.
2. П.В.Атнюкова, А.С.Макарова, Т.В.Новикова, Д.А.Толстоухов, Ф.В.Веселов; 2017г. ; Конкурентные перспективы АЭС в формировании низкоуглеродного профиля российской электроэнергетики.
3. И.И.Бердышев, В.Д.Битней, Д.М.Габдушев, Е.Ю.Голохвастиков, А.А.Чегодаев, А.С.Ванин; 2023г. ; Исследование перспективы развития гидроэнергетики в Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке.
4. А.С.Блинов; 2023г. ; К вопросу об экономической эффективности альтернативных источников энергии.
5. С.Л.Массунов, П.С.Массунов; 2014г. ; Угольная электрогенерация нового поколения: анализ современных тенденций изменения инвестиционной составляющей.
6. М.Ю.Мокшин, М.Г.Жабицкий, О.Н.Римская; 2025г. ; Состояние топливно-энергетического комплекса России и пути развития в условиях четвертого энергетического перехода.
7. Д.С.Мошкалёв; 2008г. ; Сравнительная экономическая эффективность проектов продления срока эксплуатации атомных энергоблоков.
8. Б.К.Пергаменщик; 2014г. ; Проблемы и перспективы строительства АЭС.

9. Д.А.Прохоров, Е.В.Семёнов; 2023г. ; Сравнение показателя LCOE атомных электростанций и теплоэлектростанций на примере энергоблоков ВВЭР-ТОИ и ПГУ-410.

10. А.С.Шевцов, И.В.Проворная; 2022г. ; Перспективы возобновляемой энергетики в России.

## **Автор**

Подготовил demid.mine