**УДК 333.794+338.2 DOI: 10.14451/1.261.242**

# Эффективность инвестиционных моделей в секторе возобновляемой энергетики: сравнительный анализ Вьетнама и Таиланда

© 2026 **Калмыков Иван Дмитриевич**
Аспирант. Институт Китая и Современной Азии РАН РФ, Россия, Москва.
E-mail: id@callmekohl.ru

© 2026 **Мазырин Владимир Моисеевич**
Доктор экономических наук, руководитель — главный научный сотрудник Центра изучения Вьетнама и АСЕАН. Институт Китая и Современной Азии РАН, Россия, Москва.
E-mail: mazyrin@iccaras.ru

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика; Вьетнам; Таиланд; инвестиционные модели; энергетический переход; коэффициент использования установленной мощности (КИУМ); льготные тарифы (FiT); прямые договоры купли-продажи электроэнергии (DPPA).

В статье исследуется эффективность инвестиционных моделей в секторе возобновляемой энергетики Вьетнама и Таиланда в период 2015–2024 годов. Авторы оценивают преимущества и недостатки двух подходов к привлечению капитала в эту отрасль в развивающихся странах: тарифного во Вьетнаме и тарифно-квотного в Таиланде. Проведен сравнительный анализ влияния используемых инвестиционных моделей на темпы и качество энергетического перехода в этих странах. Количественный блок включает расчет коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и коэффициента вариации инвестиций как способа оценки их волатильности. Качественный блок представляет собой контент-анализ актуальных документов стратегического планирования и регулирования. Выявлено, что тарифная модель обеспечивает взрывной краткосрочный рост мощностей, однако сопряжена с более высокой волатильностью инвестиций и системными ограничениями интеграции ВИЭ в энергосистему, тогда как применение тарифно-квотной модели характеризуется меньшими абсолютными объемами инвестиций при более высокой операционной эффективности и инвестиционной устойчивости. Роль биоэнергетики определена как структурный фактор повышения системной гибкости при осуществлении энергетического перехода. Результаты исследования могут быть использованы при разработке государственной политики в сфере привлечения инвестиций в проекты ВИЭ-генерации в странах Юго-Восточной Азии, а также в сравнительных исследованиях по указанной тематике на горизонте до 2030 года.

## Введение

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), совокупный спрос на энергию в период 2015–2025 гг. в Юго-Восточной Азии вырос более чем на 35%, а спрос на электроэнергию — более чем на 60% [14, с. 235]. В целях удовлетворения растущего спроса на электроэнергию страны региона вынуждены искать

оптимальные пути развития национальных энергосистем. В условиях стремительного снижения приведенной стоимости электроэнергии (LCOE), вырабатываемой из возобновляемых источников, и с учетом взятых обязательств по декарбонизации Вьетнам и Таиланд начали с середины 2010-х годов активно интегрировать ВИЭ в процесс стратегического планирования, а также вырабатывать отдельные документы с целью ускоренного развития возобновляемой энергетики и привлечения инвестиций в отрасль (7-й и 8-й национальный план развития электроэнергетики во Вьетнаме, PDP7 и PDP8; План развития альтернативной энергетики в Таиланде, AEDP 2015–2036, AEDP 2018–2037).

Вьетнам и Таиланд входят в число динамично развивающихся энергетических рынков Юго-Восточной Азии, обладают наиболее развитой институциональной базой в отрасли возобновляемой энергетики в регионе и располагают верифицируемыми данными за сопоставимый период. При этом их подходы к интеграции ВИЭ в энергосистему и инвестиционные модели имеют существенные различия.

Цель данного исследования — оценить эффективность моделей привлечения инвестиций в отрасль возобновляемой энергетики Вьетнама и Таиланда в период с 2015 по 2024 годы с точки зрения темпов и качественных особенностей энергетического перехода на основе данных по установленной мощности и генерации, объемам и динамике инвестиций. Авторы ставят задачу охарактеризовать структуру и динамику развития сектора ВИЭ в двух странах, выявить структурные различия инвестиционных моделей и оценить их сравнительную эффективность через КИУМ и коэффициент вариации инвестиций.

**Материалы и методы**

Методологически исследование представляет собой сочетание качественного и количественного анализа. Количественная часть включает расчёт коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), отражающего эффективность использования мощностей. Расчет выполнен по формуле: КИУМ (%) = фактическая генерация (ТВт·ч) / (установленная мощность (ГВт) · 8,76) · 100.

Информационную базу исследования составляют открытые статистические данные по Вьетнаму и Таиланду. Показатели установленной мощности и генерации получены из базы IRENASTAT [7]; данные по инвестициям, рейтинговые оценки инвестиционной привлекательности и характеристики институциональной среды заимствованы из BNEF Climatescope [3].

**Результаты**

**Обзор развития сектора ВИЭ во Вьетнаме и Таиланде**

Вьетнам в отличие от Таиланда исторически имеет более глубокую зависимость от угольной энергетики. Уголь сохраняет доминирующую роль в энергобалансе Вьетнама: в 2024 г. его доля в установленной мощности составляла 32% (26,8 ГВт), а в генерации — 50,3% (152,8 ТВт·ч), тогда как в Таиланде — 15,3% в установленной мощности (8,9 ГВт), в генерации — 16,7% (33,3 ТВт·ч) [7], [1, с. 56].

Таким образом, задача вытеснения угля для Вьетнама несравнимо более острая: наращивание ВИЭ идёт параллельно с сохранением и даже расширением угольных мощностей, а не вместо них. Этот парадокс прослеживается на графике (рис. 1): ускоренный ввод ВИЭ-мощностей во Вьетнаме не привел к сокращению доли выработки электроэнергии из угля: напротив, с 2022 года вновь наметился рост этого показателя (с 39% в 2022 году к 50% в 2024 году); в Таиланде наблюдается противоположный тренд. При этом Таиланд использует природный газ в качестве структурной основы генерации. В период 2015–2024 гг. его доля удерживается в диапазоне 63–73% без выраженной тенденции к снижению. Во Вьетнаме произошло существенное снижение с 30% до 7,2%: уголь вытеснил газ как второй по значимости источник — во многом вследствие снижения внутренней добычи газа на шельфе и удешевления импортного угля, происходившего параллельно с приростом ВИЭ-генерации.

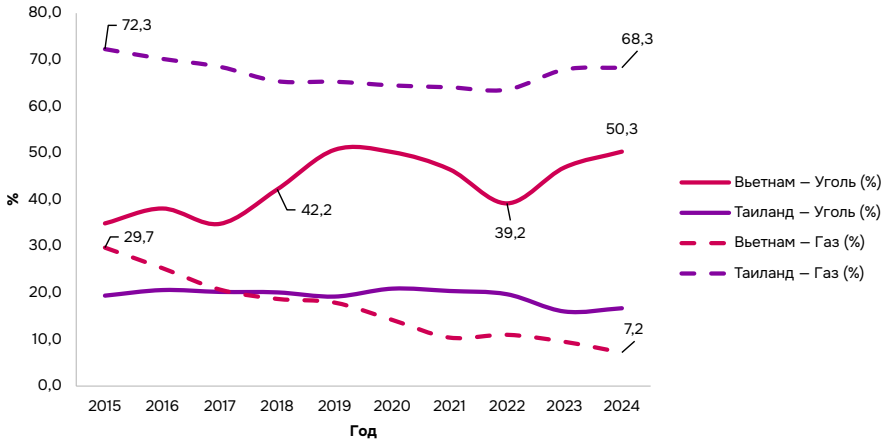



**Рис. 1.** Вьетнам, Таиланд: доля угля и газа в генерации электроэнергии, 2015–2024 гг. (%).
Источник: составлено авторами на основе данных Ember Global Electricity Data Explorer [6].

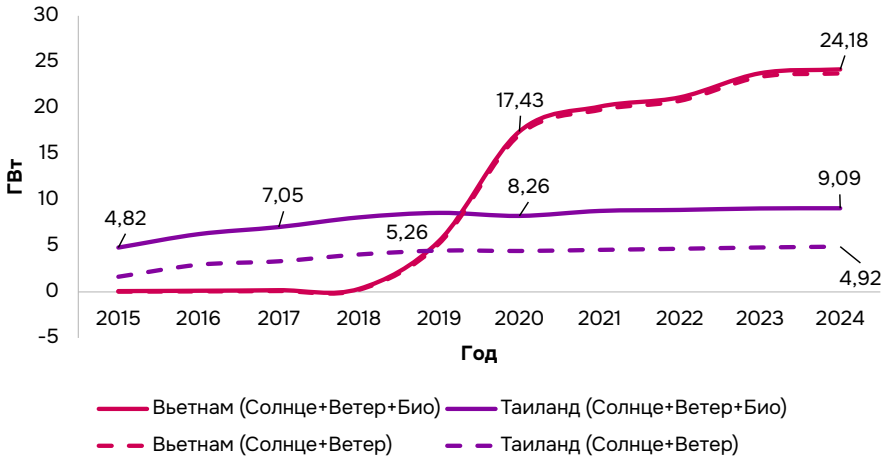



**Рис. 2.** Вьетнам, Таиланд: установленные мощности переменных и управляемых ВИЭ, 2015–2024 гг. (ГВт).
Источник: составлено авторами на основе данных IRENASTAT Online Data Query Tool [7].

Характерной особенностью энергосистемы Таиланда является значительная роль биоэнергетической отрасли. В Таиланде установленная мощность биомассы и отходов составила 4,16 ГВт в 2024 году, что сопоставимо с совокупной мощностью солнца и ветра (4,9 ГВт). Во Вьетнаме доля биомассы пока остается незначительной (0,4 ГВт) при 24,2 ГВт солнца и ветра (рис. 2). Одним из преимуществ биомассы является независимость от погодных условий, в отличие от солнечной и ветрогенерации. Таиланд начал развивать рынок биомассы начиная с 2000-х гг. на базе отходов сахарной промышленности, тогда как Вьетнам, располагая значительным агропотенциалом, так и не создал необходимой инфраструктуры сбора и переработки сырья. Это структурное различие напрямую влияет на устойчивость энергосистемы и является одним из объяснений различий в эффективности интеграции ВИЭ.

Динамика вводов мощностей солнечной, ветровой и биомассовой генерации в выбранных странах за 2015–2024 гг. (рис. 3–4) наглядно демонстрирует различие двух траекторий. Вьетнам демонстрирует резкий взрывной рост в 2019–2021 гг. с последующим практически полным прекращением новых вводов, что отражает период нормативной неопределенности, возникший после отмены льготных тарифов FiT и в связи с длительной разработкой PDP8 на 2021–2030 гг. Таиланд показывает значительно более равномерную динамику без выраженных пиков, умеренный ежегодный прирост

наблюдается по всем трём источникам на протяжении всего периода. При этом годовые приросты биоэнергетических мощностей в Таиланде были стабильны на протяжении всего десятилетия, во Вьетнаме роль этого источника оставалась незначительной. При относительно большем объеме введенных мощностей ВИЭ во Вьетнаме (доля ВИЭ в установленной мощности с учетом гидроэнергетики выросла с 43,6% в 2015 г. до 57,9% в 2024 г.) [7] структура энергосистемы Таиланда представляется более сбалансированной ввиду меньшей зависимости от угля и большей диверсификации ВИЭ. Во Вьетнаме параллельно с ростом ВИЭ происходило замещение газа углем, что маскирует реальный вклад ВИЭ в энергопереход.

### Анализ эффективности интеграции ВИЭ во Вьетнаме и Таиланде

Эффективность интеграции ВИЭ в энергосистему двух стран была оценена
при помощи коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), рассчитанного по данным Ember [11]. Анализ за выбранный период (2019–2024 гг.) свидетельствует о том, что показатели Вьетнама уступают не только Таиланду, но и среднемировым значениям для новых генерирующих объектов, в частности, по солнечной и ветроэнергетике [5, с. 75–77, 99]. Особенно показательным в данном контексте является 2021 г., когда КИУМ в ветроэнергетике во Вьетнаме составил менее 10%. Ограниченная пропускная способность электросети страны не позволила интегрировать большой объем новых мощностей, введенных в последний год действия тарифа, и лишь на следующий год значение КИУМ вновь вернулось на средний для страны уровень. Значения Таиланда превышают индикаторы Вьетнама по всем источникам энергии, кроме гидроэнергетики, а также находятся ближе к среднемировым значениям. В то же время подход Таиланда характеризуется относительно высокой технической гибкостью благодаря сочетанию гидроэнергетики и парогазовых установок, что в совокупности с развитой биоэнергетической базой обеспечивает более эффективную интеграцию переменных ВИЭ по сравнению с угольно-ориентированной системой Вьетнама [13, с. 12–14].

**Таблица 1.** Показатели КИУМ во Вьетнаме и Таиланде по источникам энергии в 2019–2024 гг. (%).

| | Вьетнам | | | | Таиланд | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Солнце | Ветер | Гидро | Биомасса | Солнце | Ветер | Гидро | Биомасса |
| 2019 | 7,9 | 23,6 | 46,3 | 28,1 | 17,0 | 27,7 | 23,6 | 33,7 |
| 2020 | 5,9 | 22,8 | 39,1 | 10,5 | 15,6 | 23,7 | 16,7 | 31,4 |
| 2021 | 15,1 | 9,2 | 41,1 | 9,6 | 16,2 | 31,0 | 16,7 | 35,4 |
| 2022 | 13,6 | 23,6 | 49,5 | 10,1 | 17,8 | 24,4 | 24,2 | 30,8 |
| 2023 | 13,3 | 23,8 | 40,7 | 24,4 | 20,5 | 27,7 | 23,5 | 28,4 |
| 2024 | 13,0 | 27,2 | 43,3 | 27,3 | 17,0 | 26,1 | 23,4 | 26,0 |
| Среднее | 11,5 | 21,7 | 43,3 | 18,4 | 17,4 | 26,8 | 21,3 | 31,0 |

*Источник*: Составлено авторами на основе данных Ember Global Electricity Data Explorer [6].

### Вьетнам: от тарифной модели стимулирования к рыночным механизмам

В ходе развития сектора возобновляемой энергетики Вьетнам прошел три ярко выраженные фазы, отражающие изменения в подходах страны к привлечению капитала. *Первая фаза* (2015–2018 гг.) характеризуется разработкой нормативной базы, вводом первых пилотных СЭС и отсутствием значимой инвестиционной активности до введения механизма тарифной поддержки.

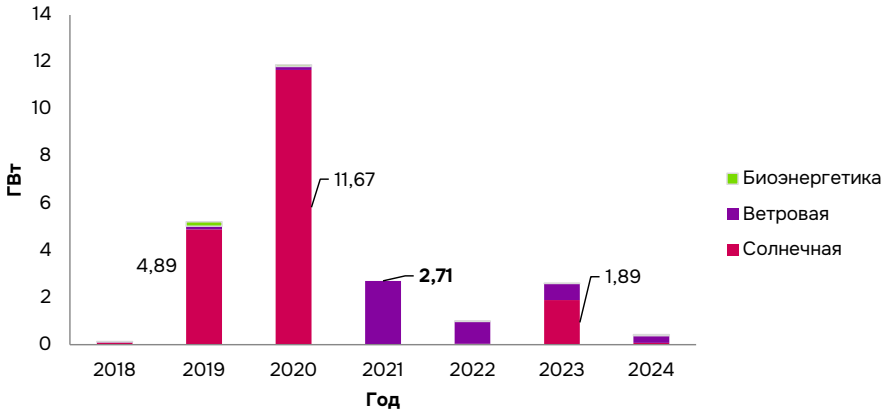



**Рис. 3.** Вьетнам: годовой прирост УМ солнечной, ветровой и биоэнергетики, 2018–2024 гг. (ГВт).
Источник: составлено авторами на основе данных IRENASTAT Online Data Query Tool [7].

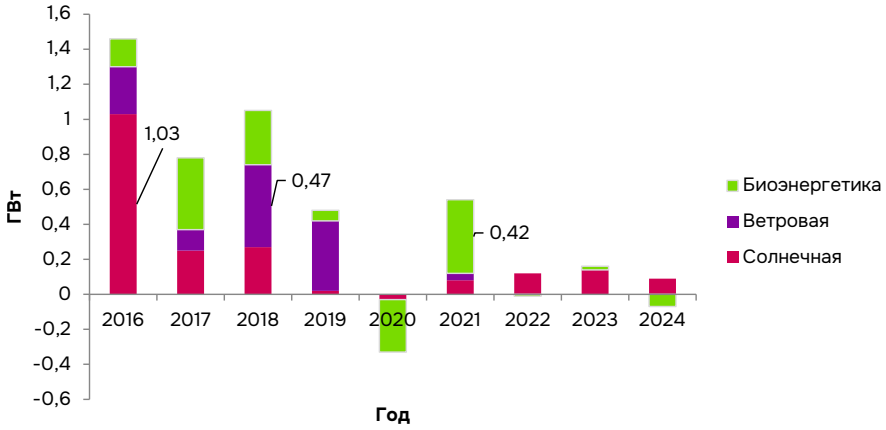



**Рис. 4.** Таиланд: годовой прирост УМ солнечной, ветровой и биоэнергетики, 2015–2024 гг. (ГВт).
Источник: составлено авторами на основе данных IRENASTAT Online Data Query Tool [7].

*Вторая фаза* (2019–2021 гг.) описывается в зарубежных источниках как этап «тарифного бума» [2, с. 4–6]: действительно, резкий рост инвестиций произошел на фоне действия льготных тарифов FiT с жёсткими дедлайнами ввода в эксплуатацию сначала для солнечных, а затем и для ветроэнергетических проектов. Совокупный объём инвестиций в ВИЭ во Вьетнаме составил 8,92 млрд долл. в 2019 году, достиг пика в 19,78 млрд долл. в 2020 году — последнем для действия тарифов на проекты солнечной генерации (рис. 5) [3]. Этому способствовал тот факт, что руководство не ограничивало долю иностранного участия в солнечных и ветроэнергетических проектах. Однако в этот же период сформировался значительный разрыв между темпами вводов мощностей и возможностями их интеграции, обусловленный, прежде всего, сетевыми ограничениями. В центральных и южных регионах страны массовый характер приобрели принудительные сокращения выработки электроэнергии (curtailment) со стороны оператора сети EVN с целью избежать сбоев и перегрузок [9, с. 12]. Такая ситуация повлияла на решения ряда инвесторов приостановить реализацию новых проектов ВИЭ-генерации во Вьетнаме. Другим осложняющим фактором стала пандемия COVID-19, которая привела к снижению темпов роста электропотребления в связи с локдаунами и приостановками деятельности промышленных предприятий.

*Третья фаза* (2022–2024 гг.) стала периодом нормативной неопределённости. По истечении срока действия льготных тарифов FiT руководство страны затягивало решение по дальнейшей траектории развития отрасли. Параллельно

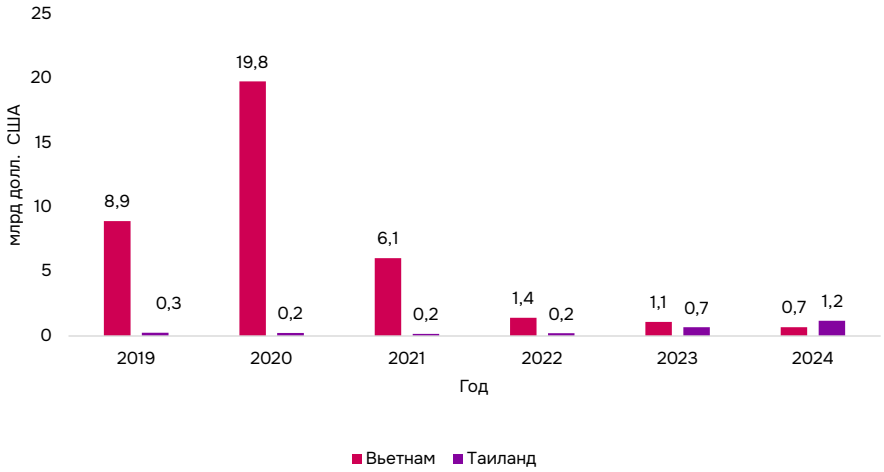



**Рис. 5.** Вьетнам, Таиланд: инвестиции в чистую энергетику, 2019–2024 гг. (млрд долл. США).
Источник: BloombergNEF. Climatescope 2025: Country Profiles — Thailand, Viet Nam [3].

велась многолетняя разработка 8-го плана развития электроэнергетики (PDP8), в ходе которой ключевые параметры неоднократно пересматривались. Инвестиции в этот период закономерно сократились в 28 раз — с 19,78 млрд долл. США в 2020 году до 0,69 млрд долл. США в 2024 году. В 2024 году Вьетнам приступил к формированию рыночной модели отраслевого развития через механизм прямых договоров купли-продажи электроэнергии (DPPA). Механизм предусматривает прямые контракты между производителями и крупными потребителями как через частные сети, так и через национальную сеть. В 2025 году был расширен перечень квалифицированных источников и категорий потребителей. Вьетнам стал одной из первых стран ЮВА с полноценной институциональной моделью DPPA, однако практика реализации первых контрактов находится на начальном этапе и пока не оказала значимого влияния на инвестиционную динамику.

В декабре 2022 года Вьетнам подписал соглашение JETP на 15,5 млрд долл. Финансирование предполагается преимущественно в форме льготных кредитов, однако конкретные механизмы мобилизации частного капитала не были детализированы. К 2026 году реальное финансирование получили лишь три проекта на общую сумму 600 млн евро. JETP не компенсировало выпадение частного капитала после отмены FiT.

**Таиланд: тарифно-квотная модель**

Инвестиционная модель Таиланда опирается на диверсифицированную базу ВИЭ, структурной основой которой в отличие от Вьетнама является биоэнергетика.

Институциональная база национального рынка ВИЭ формировалась с 1992 года через программы поддержки малых производителей электроэнергии (SPP), позволившие им продавать электроэнергию из биомассы в сеть EGAT. В 2007 году были введены тарифные надбавки, впоследствии конвертированные в фиксированный FiT (5,66 бат/кВт·ч, 25 лет) [12], [4, с. 8–10].

С 2015 года Таиланд привлекает инвестиции в отрасль возобновляемой энергетики при помощи тарифно-квотной модели в соответствии с Планом развития альтернативной энергетики (Alternative Energy Development Plan, AEDP). Ключевым отличием от вьетнамской модели являлось установление государством ограничения объема целевой ежегодной установленной мощности по каждому источнику энергии. Ставки льготного тарифа были значительно ниже вьетнамских. В условиях доминирования относительно дешёвой газовой генерации (около 68% выработки) экономический стимул для перехода к переменным ВИЭ был существенно слабее, чем во Вьетнаме, где ВИЭ могли конкурировать с традиционной генерацией по стоимости. Неудивительно, что инвестиционная динамика

в этих условиях была скромной — 0,2–0,3 млрд долл. в год [3]. КИУМ солнечной генерации стабильно держался на уровне 16–18%, что демонстрирует отсутствие принудительных сокращений выработки в том объеме, какой наблюдался во Вьетнаме.

В 2022 году Комиссия по регулированию энергетики (ERC) объявила программу квотированного льготного тарифа RE Big Lot с первоначальной квотой около 5200 МВт до 2030 года. В 2024 году квота была расширена на 3670 МВт. Отбор проводится на основе оценки технической готовности проектов (система «пяти готовностей»: наличие земли, подтверждение подключения к сети, разрешения на строительство, экологические согласования, финансовая готовность), а не ценовой конкуренции. Все отобранные проекты получают единую ставку льготного тарифа FiT сроком на 20–25 лет [12].

Показательно, что Таиланд не вводит специальных нормативных послаблений для иностранных инвесторов, руководствуясь общим ограничением в 49% иностранного участия согласно Foreign Business Act, которое в некоторых случаях до 2022 года можно было обойти путем получения спецразрешения Совета по инвестициям Таиланда. Параллельно в стране формируются рыночные механизмы нового поколения. В июне 2024 года Национальный совет по энергетической политике (NEPC) одобрил пилотную программу DPPA с квотой 2 ГВт, ограниченную датацентрами с нагрузкой от 50 МВт.

Таиланд, в отличие от Вьетнама и Индонезии, не подписал соглашение JETP. Это решение отражает относительно большую финансовую самостоятельность страны и нежелание принимать на себя долговые обязательства и условные требования по ускоренному выводу из эксплуатации угольных ТЭС.

Менее масштабный, но в то же время более сбалансированный подход Таиланда по сравнению с Вьетнамом, отражается в экспертных оценках. По итогам 2024 года в рейтинге Climatescope Таиланд получил более высокую совокупную оценку, чем Вьетнам в рамках энергетического рейтинга — 2,17 против 2,02 [3]. Таиланд был высоко оценен за имеющуюся фундаментальную базу для развития возобновляемой энергетики, два других критерия (возможности и опыт) были оценены ниже. Инвестиционная динамика подтверждает эффективность модели: объём вложений вырос с 0,2 млрд долл. в 2021 году до рекордных 1,2 млрд долл. в 2024 году.

**Таблица 2**. Сравнительный анализ инвестиционных моделей Вьетнама и Таиланда.

| Параметр | Вьетнам | Таиланд |
|---|---|---|
| Основной механизм в 2015–2021 гг. | Льготные тарифы *FiT* с фиксированными дедлайнами | Квотированный *FiT* в рамках AEDP: государство задаёт годовой объём, отбор по базовым критериям |
| Основной механизм с 2022 года | Нормативный вакуум (2022–2023), прямые договоры купли-продажи электроэнергии *DPPA* с июля 2024 г. | Квотированный *FiT* с конкурсным отбором (ERC Big Lot) + пилотные *DPPA* с 2024 года: лимит 2 ГВт для промышленных потребителей и дата-центров |
| Роль государства | Высокая: фиксирует тариф и дедлайн, не ограничивает объём | Умеренная: задаёт квоту, критерии отбора и единую ставку *FiT* |
| Иностранное участие в проектах | Нет ограничений, кроме оффшорной ветроэнергетики (до 95% иностранного владения) | Не более 49% |

Продолжение на следующей странице

**Таблица 2.** Сравнительный анализ инвестиционных моделей Вьетнама и Таиланда. (Продолжение таблицы)

| Параметр | Вьетнам | Таиланд |
|---|---|---|
| Международное климатическое финансирование | JETP (подписан в декабре 2022 года, около 15,5 млрд долл.; на 2026 г. освоено около 600 млн евро | Не участвует |
| Волатильность инвестиций (коэффициент вариации) | 116% | 88% |
| Средний объем инвестиций в чистую энергетику в 2019–2021 гг. | 11,58 | 0,22 |
| Средний объем инвестиций в чистую энергетику в 2022–2024 гг. | 1,06 | 0,69 |
| Пиковый объем инвестиций | 19,8 млрд долл. (2020 г.) | 1,2 млрд долл. (2024 г.) |
| Climatescope Power Score 2024 | 2,02 | 2,17 |

*Источник*: Составлено авторами по BNEF Climatescope 2025 [3]; IRENASTAT Online Data Tool [7]; нормативным документам Правительства Вьетнама и Таиланда; JETP Political Declaration 2022.

**Обсуждение**

Полученные результаты соотносятся с рядом выводов существующей литературы и одновременно дополняют её в нескольких направлениях. Тезис о высокой краткосрочной эффективности льготных тарифов в стимулировании инвестиций в ВИЭ подтверждается как нашими данными, так и результатами исследования Azhgaliyeva и др. (2024) [9, с. 17–18], выполненного на основе данных по шести экономикам ЮВА за 2012–2021 гг. Авторы показали, что льготные тарифы FiT существенно стимулировали корпоративные инвестиции в ВИЭ, причём эффект был наиболее выражен для солнечной генерации. Наше исследование фиксирует недостатки тарифного стимулирования, недостаточно освещенные в научных работах ранее: концентрация вводов мощностей в период действия тарифного окна порождает системные ограничения интеграции, проявляющиеся в низком КИУМ и вынужденном сокращении мощностей. Do, Burke и др. (2021) и Le и др. (2022) связывали динамику 2019–2021 гг. с особенностями применения тарифов и узкими местами сетевой инфраструктуры Вьетнама [4; 5], однако количественная оценка разрыва между мощностью и генерацией через КИУМ в сравнительном контексте ранее не проводилась.

Сопоставление КИУМ солнечной генерации Вьетнама и Китая (11,5% в среднем за 2019–2024 гг.) позволяет выдвинуть тезис о системном характере проблемы интеграции при ускоренном наращивании мощностей. Несмотря на различие в масштабе двух рынков, идентичность показателей КИУМ свидетельствует о том, что низкая операционная эффективность является не следствием управленческих просчётов, а структурной чертой модели, при которой темпы ввода мощностей опережают модернизацию сетевой инфраструктуры. В докладе МЭА (2021) было упомянуто, что энергосистема Таиланда характеризуется относительно высокой технической гибкостью благодаря сочетанию гидроэнергетики и парогазовых установок, что в совокупности с развитой биоэнергетической базой объясняет более высокий КИУМ по всем переменным ВИЭ [11].

Роль биоэнергетики как структурного фактора инвестиционной устойчивости в Таиланде в академической литературе практически не рассматривалась. Тезис об ограниченной эффективности JETP как инструмента мобилизации частного капитала согласуется с выводами по другим странам Юго-Восточной Азии. Из объявленных для Индонезии 20 млрд долл. к сентябрю 2024 г. реально мобилизовано лишь около

5,5% на 54 проекта [8]. Urakami (2023) показал, что основные барьеры для частных инвестиций в солнечную и ветровую генерацию во Вьетнаме связаны прежде всего с ограничениями пропускной способности сети, а не с недостатком финансирования как такового, что дополнительно объясняет неспособность JETP компенсировать выпадение частного капитала [13].

**Заключение**

Тарифный подход без ограничения по мощности, применяющийся во Вьетнаме, позволяет быстрее наращивать установленные мощности ВИЭ, однако оборотной стороной становится волатильность инвестиций (коэффициент вариации 116% у Вьетнама против 88% у Таиланда) и системные ограничения интеграции. Тарифно-квотная модель Таиланда, в свою очередь, дает более скромные вводы новых мощностей, при этом обеспечивая их реальную загрузку, что отражает относительно более высокий КИУМ, и равномерный инвестиционный прирост. Таким образом, выбор инвестиционной модели определяет как темпы, так и качество энергетического перехода.

На эффективность интеграции переменных ВИЭ влияют унаследованные характеристики национальных энергосистем — в частности, наличие управляемых ВИЭ (биоэнергетика) является сравнительным преимуществом Таиланда для осуществления энергетического перехода. Вьетнам был вынужден заполнять этот дефицит наращиванием угольных мощностей даже в условиях официально провозглашенного курса на снижение выбросов парниковых газов и переход к углеродной нейтральности к 2050 году.

Международное климатическое финансирование в формате JETP не компенсировало выпадение частного капитала во Вьетнаме после отмены льготных тарифов. Это свидетельствует о том, что подобные инструменты эффективны лишь при наличии устойчивой регуляторной среды и конкретных механизмов мобилизации частных инвестиций.

Наконец, другие страны Юго-Восточной Азии, находящиеся в начале формирования отраслевого регулирования в сфере ВИЭ, могут извлечь из данного сравнения важные выводы. Опыт Вьетнама демонстрирует риски «нормативного вакуума»: период неопределённости 2022–2023 гг. привёл к сокращению инвестиций в 28 раз. Опыт Таиланда указывает на важность поэтапного формирования институциональной среды до начала масштабного развёртывания переменных ВИЭ: наличие зрелой базы управляемой генерации, отработанных механизмов квотирования и конкурсного отбора снижает системные риски и обеспечивает устойчивость инвестиционного роста.

**Библиографический список**


1. *Нгуен А. Ф.* Государственная энергетическая политика Социалистической Республики Вьетнам // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. — 2022. — № 9. — С. 54–60. — DOI: 10.33285/1999-6942.
2. *Beerepoot M.* Incentives for renewable energy in Southeast Asia: case study of Thailand / International Institute for Sustainable Development. — 2013. — URL: https://www.iisd.org/system/files/publications/investment_incentives_thailand.pdf (visited on 04/24/2026).
3. Climatescope 2025: Country Profiles — Thailand, Viet Nam / Bloomberg NEF. — 2025. — URL: https://www.global-climatescope.org/markets/vietnam (visited on 01/14/2026).
4. Critical Assessment of Feed-In Tariffs and Solar Photovoltaic Development in Vietnam / Le H. T. T. [et al.] // Energies. — 2022. — Vol. 15, no. 2. — DOI: 10.3390/en15020556.
5. *Do T. N.* Vietnam's solar and wind power success: Policy implications for the other ASEAN countries // Energy for Sustainable Development. — 2021. — Vol. 65. — P. 1–11. — DOI: 10.1016/j.esd.2021.09.002.
6. Global Electricity Data Explorer / Ember. — URL: https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/ (visited on 01/10/2026).
7. IRENASTAT Online Data Query Tool / IRENA. — Abu Dhabi, 2024. — URL: https://www.irena.org/Data/Downloads/IRENASTAT (visited on 01/10/2026).

8. *Nur U. A.*, *Bainus A.*, *Darmawan W. B.* The Role of the Just Energy Transition Partnership (JETP): Between Commitment and Implementation // Ilomata International Journal of Social Science. — 2025. — Vol. 6, no. 4. — P. 1309–1323. — DOI: 10.61194/ijss.v6i4.1831.
9. Renewable Energy Investments and Feed-in Tariffs: Firm-Level Evidence from Southeast Asia / D. Azhgaliyeva [et al.] // Applied Energy. — 2024. — Vol. 374. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123986.
10. Renewable power generation costs in 2024 / IRENA. — Abu Dhabi, 2025. — 216 p. — URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf (visited on 05/12/2026).
11. Thailand Power System Flexibility Study. — Paris, 2021. — DOI: 10.1787/2a172586-en. — URL: https://www.iea.org/reports/thailand-power-system-flexibility-study (visited on 04/14/2026).
12. Thailand Powers Up: New Renewable Energy Incentives and Opportunities in 2024 / Watson Farley & Williams. — 2024. — URL: https://www.wfw.com/articles/thailand-powers-up-new-renewable-energy-incentives-and-opportunities-in-2024/ (visited on 05/25/2026).
13. *Urakami A.* Are the Barriers to Private Solar/Wind Investment in Vietnam Mainly Those That Limit Network Capacity Expansion? // Sustainability. — 2023. — Vol. 15, no. 13. — URL: https://www.mdpi.com/2071-1050/15/13/10734 (visited on 05/27/2026).
14. World Energy Investment 2025: Southeast Asia / IEA. — Paris, 2025. — URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025/southeast-asia (visited on 02/02/2026).