

## Оценка сценариев развития парка электростанций до 2030 года

Д-р Георг Цахманн, Клеменс Штиве

– Обновленный вариант TN/06/2019 –

Берлин / Ташкент, май 2020 г.

## О Немецкой экономической группе

---

Немецкая экономическая группа (GET) консультирует правительства Украины, Беларуси, Молдовы, Грузии и Узбекистана по вопросам разработки реформ экономической политики и устойчивого развития рамочных условий экономики. В рамках проекта мы также работаем в других странах по отдельным темам.

Находясь в постоянном диалоге с высокопоставленными десижнмейкерами в странах проекта, мы идентифицируем существующие проблемы в сфере экономической политики и предоставляем конкретные рекомендации, основанные на независимом анализе.

Кроме того, GET поддерживает немецкие институты в сферах политики, администрации и бизнеса, благодаря своим ноу-хау и детальному знанию экономик стран региона.

Немецкая экономическая группа финансируется Федеральным министерством экономики и энергетики. Консалтинговой компании Berlin Economics была поручена имплементация проекта.

## КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ

**Вольдемар Вальтер**, Project Manager Uzbekistan  
[walter@berlin-economics.com](mailto:walter@berlin-economics.com)

### German Economic Team

c/o BE Berlin Economics GmbH  
Schillerstraße 59 • 10627 Berlin  
Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0  
[info@german-economic-team.com](mailto:info@german-economic-team.com)  
[www.german-economic-team.com](http://www.german-economic-team.com)

Implemented by



Наши публикации доступны на сайте <https://www.german-economic-team.com/uzbekistan>.

## Об авторах

---

**Георг Цахманн** специализируется на вопросах энергетической экономики. Он является руководителем проекта "Рекомендации по политике низкоуглеродного развития в Украине", осуществляемого в рамках международной климатической инициативы по поручению Федерального Министерства окружающей среды, охраны природы и безопасности ядерных реакторов Германии.

Георг Цахманн окончил Дрезденский технический университет, получив докторскую степень по европейским энергетическим рынкам. Наряду с консультационной работой с немецкими экономическими группами по Украине, Беларуси, Молдове и Грузии он сотрудничает с экономическим аналитическим центром "Vuegel" по темам энергетики и климата.

**Клеменс Штиве** работает консультантом в компании Berlin Economics, специализируясь на экономике энергетики и климата. Также является членом проекта "Рекомендации по политике низкоуглеродного развития в Украине" и консультирует правительства Украины, Молдовы, Грузии, Армении и Узбекистана по вопросам энергетической политики. Он получил степень магистра экономики в Свободном университете Берлина и степень бакалавра экономики в Потсдамском университете.

## Краткое содержание

Спрос на электроэнергию в Узбекистане значительно вырос за последнее десятилетие, и ожидается, что он будет расти и дальше из-за увеличения населения и ВВП. В то же время существующий парк электростанций стареет, и его необходимо будет заменить. Уже сегодня производство электроэнергии не всегда удовлетворяет спрос, из-за чего возникает необходимость отключать отдельных потребителей. Следовательно, для удовлетворения ожидаемого спроса на электроэнергию в 2030 году потребуются значительные инвестиции в новые генерирующие мощности.

Мы анализируем три сценария развития парка электростанций Узбекистана до 2030 года. Мы считаем, что существующие проекты значительно превышают ожидаемый спрос на 2030 год и, следовательно, самые дорогие технологии базовой нагрузки (в нашей модели – ядерные технологии) не являются необходимыми. Кроме того, снижение стоимости технологий ветровой и солнечной генерации подразумевает, что замена некоторых газовых электростанций базовой нагрузки (газотурбинных установок комбинированного цикла – ГТУ КЦ) на возобновляемые источники энергии и резервные газовые станции (газотурбинные установок открытого цикла – ГТУ ОЦ) может дополнительно снизить стоимость.

Наши результаты сильно зависят от предположений о стоимости и возможностях технологий, а также от структуры спроса. Мы открыто показываем это в документе, чтобы предоставить возможность для информативного обсуждения.

	(1) Базовый сценарий	(2) Без ядерных мощностей	(3) ВИЭ и пиковые электростанции для замены некоторых ГТУ КЦ
Годовые переменные затраты (млн \$)	3.080	3.518	3.344
Годовые капитальные затраты (млн \$), 10% ставка	3.875	1.595	1.749
Общая стоимость (млн \$)	6.955	5.113	5.092

## Оглавление

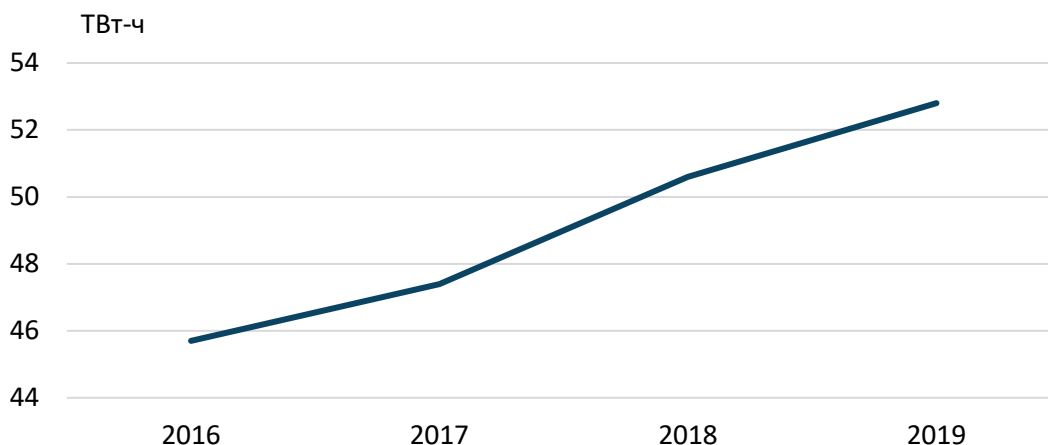
1	Почему парк электростанций в Узбекистане нуждается в модернизации.....	1
2	Постановление правильной цели прироста мощностей обеспечит наиболее экономический путь модернизации.....	2
3	Сценарии развития энергосистемы Узбекистана до 2030 года.....	2
4	Результаты: сравнение использования мощностей между сценариями .....	4
5	Перспектива: для выявления «узких мест» требуется более детальное моделирование .....	9

## 1 Почему парк электростанций в Узбекистане нуждается в модернизации

Спрос на электроэнергию в Узбекистане значительно вырос за последнее десятилетие (см. Рисунок 1). Это было связано с ростом населения и экономики (см. Рисунок 2). Поскольку ожидается, что рост обоих параметров будет продолжаться в течение следующего десятилетия, к 2030 году спрос на электроэнергию может достигнуть 100 ТВт-ч. В то же время существующий парк электростанций стареет, и будет необходима замена блоков<sup>1</sup>.

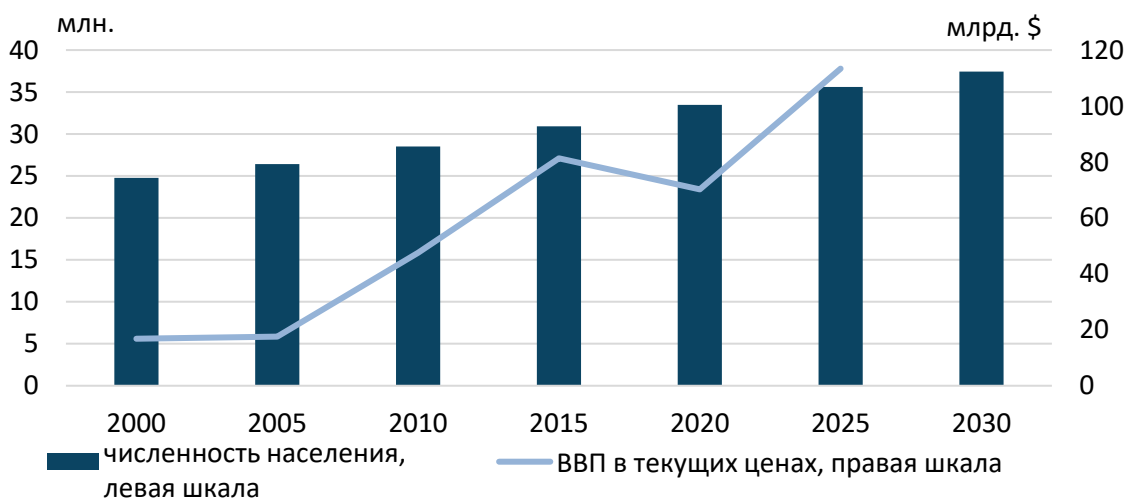
Уже сегодня производство электроэнергии не всегда удовлетворяет спрос, из-за чего возникает необходимость отключать отдельных потребителей. Следовательно, для удовлетворения ожидаемого спроса на электроэнергию в 2030 году потребуются значительные инвестиции в новые генерирующие мощности.

**Рисунок 1: Конечное потребление электроэнергии**



Источник: МинЭнерго

**Рисунок 2: Рост ВВП и численности населения (после 2015 года – прогноз)**



Источник: ООН, МВФ

<sup>1</sup> За последние 27 лет было построено всего 5 ГВт мощностей из общего парка электростанций (около 13 ГВт).

## 2 Постановление правильной цели прироста мощностей обеспечит наиболее экономический путь модернизации

Правительство Узбекистана ставит перед собой амбициозные планы по развитию парка электростанций к 2030 году. Проекты значительных инвестиций в первую атомную электростанцию, масштабное сооружение новых ГТУ комбинированного цикла, а также в ветровую и солнечную генерацию, прибавят до 20 ГВт новых мощностей в течение 10 лет. Значительные инвестиционные затраты на эти проекты должны рефинансироваться за счет цен на электроэнергию тем или иным способом. Следовательно, важно провести открытые дебаты о том, будут ли все эти электростанции действительно необходимы и существуют ли варианты комбинации технологий, которые способны удовлетворить спрос при более низких затратах.

Чтобы предоставить информацию для этих дебатов, мы анализируем разные сценарии развития парка электростанций Узбекистана до 2030 года. Для каждого сценария мы моделируем, способна ли система удовлетворять спрос в каждый час года и каковы ее капитальные и переменные затраты. Для этого мы устанавливаем для каждого сценария оптимальную по стоимости диспетчеризацию энергосистемы.

## 3 Сценарии развития энергосистемы Узбекистана до 2030 года

Цель данного упражнения – сравнить государственную стратегию модернизации энергосистемы Узбекистана с двумя альтернативными вариантами. Мы оцениваем различные сценарии развития парка электростанций, оптимизируя почасовое распределение нагрузки электростанций в течение одного типичного дня, используя модель электрической системы Calliope с открытым исходным кодом, написанную на Python.

Для каждого часа дня эта модель энергосистемы рассчитывает оптимальное по стоимости сочетание спроса и предложения электроэнергии при определенных технических ограничениях<sup>2</sup>. Хотя характеристики на стороне предложения, т. е. мощности электростанций, различаются между сценариями, спрос одинаков для всех сценариев и определяется почасовой потребностью в электроэнергии (в МВт)<sup>3</sup>. Чтобы учесть прогнозируемый рост спроса на электроэнергию в Узбекистане в течение следующих десяти лет, почасовые данные о спросе были увеличены до 100 ТВт-ч в год в 2030 году, что на 50% больше, чем в 2017 году.

Данные о скорости ветра и солнечном излучении для Навои, Узбекистан, были взяты с открытой платформы Renewables.ninja<sup>4</sup> для расчета почасовых коэффициентов мощности ВИЭ. Что касается выработки гидроэлектроэнергии, мы предположили, что средний коэффициент использования установленной мощности 2017 года (49%) применим к 2030 году. Более того, мы

---

<sup>2</sup>Эти ограничения включают, среди прочего, способность изменять уровень использования установленных мощностей электростанций. Например, мы предположили, что газотурбинные установки комбинированного цикла могут увеличить/уменьшить 1,2% своей установленной мощности за одну минуту, то есть 70% за один час (MIT 2011).

<sup>3</sup> Для профиля нагрузки мы использовали почасовые узбекские данные за один день января 2017 года.

<sup>4</sup> <https://www.renewables.ninja/>

предположили, что гибкость гидроэлектростанций будет лимитирована из-за ограничений, связанных с сельским хозяйством. Следовательно, они генерируют электроэнергию базовой нагрузки с заданным коэффициентом использования установленной мощности, то есть примерно на половине установленной мощности. Импорт и экспорт, сетевые ограничения, а также резервные мощности в этом упражнении не моделируются.

### Сценарий 1 – Базовый

Согласно нашему базовому сценарию, парк электростанций Узбекистана строится в соответствии со стратегией правительства 2030 года. Это подразумевает ввод в эксплуатацию первой в стране атомной электростанции, замену газовых электростанций советской эпохи на современные ГТУ комбинированного цикла, добавление гибких ГТУ открытого цикла в качестве пиковых установок и расширение существующих гидроэнергетических мощностей.

Кроме того, установлено значительное количество мощностей ветровой (1,7 ГВт) и солнечной/фотоэлектрической (5 ГВт) генерации для богатых возобновляемых ресурсов страны. ВИЭ имеют приоритетную диспетчеризацию, то есть они всегда могут подавать в сеть столько электричества, сколько они способны производить при соответствующей скорости ветра и условиях солнечного излучения. В Таблица 1: **Сценарии и параметры**

показаны установленные мощности для всех трех сценариев. In our baseline scenario, Uzbekistan's power plant park is built according to the 2030 government strategy. This implies the commissioning of the country's first nuclear plant, replacing soviet-era gas plants with modern CCGTs, adding flexible open-cycle gas turbines (OCGT) as peaking plants and expanding existing hydro power capacities.

### Сценарий 2 – Без ядерных мощностей

Наш второй сценарий, по существу, отображает условия первого сценария, но не учитывает запланированную атомную станцию. Цель этого сценария – проверить, будет ли экономически предпочтительным отказ от планов развития ядерных мощностей как с точки зрения экономии капитальных затрат, так и более эффективного использования оставшихся мощностей, которые будут построены в соответствии с планом до 2030 года.

### Сценарий 3 – ВИЭ и пиковые электростанции для замены некоторых ГТУ комбинированного цикла

Третий сценарий основан на сценарии 2 – то есть запланированная атомная станция не будет введена в эксплуатацию. Кроме того, в построение энергосистемы внесено больше изменений: чтобы смоделировать систему с меньшей базовой нагрузкой и более гибкими и «зелеными» мощностями, установленная мощность ГТУ комбинированного цикла снижается на 2 ГВт. Также, гибкие мощности ГТУ открытого цикла удваиваются до 3 ГВт. В то же время мы учитываем более высокую долю выработки электроэнергии из ВИЭ путем добавления по 1 ГВт ветровой и солнечной генерации по сравнению со сценариями 1 и 2.

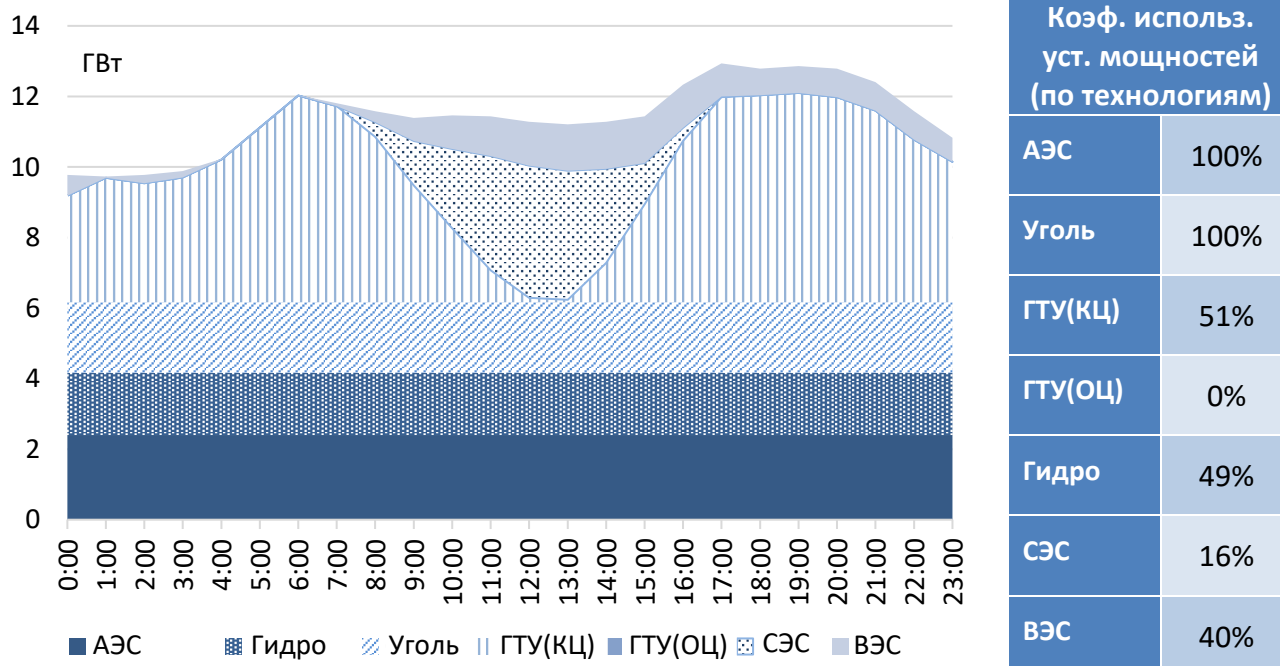
Таблица 1: Сценарии и параметры

Сценарии и установленные мощности (ГВт)					
Техно-логи	Капитальные затраты (млн \$/МВт)	Переменные затраты (\$/МВт-ч)	(1) Базовый	(2) Без ядерных мощностей	(3) ВИЭ и пиковые электрос. для замены некоторых ГТУ (КЦ)
АЭС	-	45	2	2	2
Уголь	1	50	7,5	7,5	5,5
ГТУ(КЦ)	0,83	60	1,5	1,5	3
ГТУ(ОЦ)	-	0	3,6	3,6	3,6
Гидро	1	0	5	5	6
СЭС	1,3	0	1,7	1,7	2,7

Источник: Lazard 2019

#### 4 Результаты: сравнение использования мощностей между сценариями

Рисунок 3: Почасовая генерация и коэффициенты использования установленных мощностей для сценария 1 – Базовый



Источник: собственный расчет

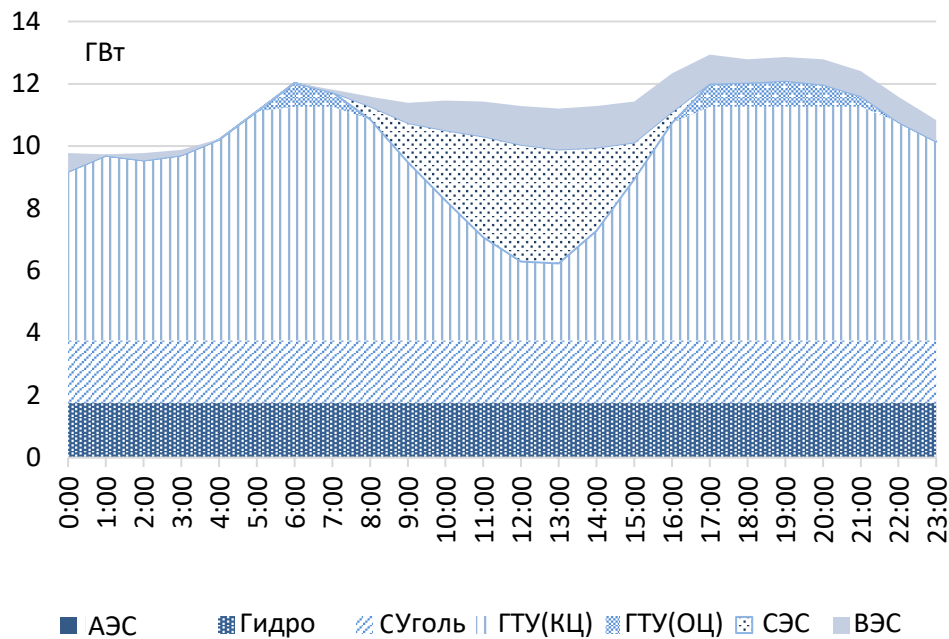


На Рисунке 3 показаны результаты оптимизации почасовой диспетчеризации парка электростанций Узбекистана по первому сценарию. Три технологии – ядерная, гидро и угольная – служат для генерации базовой нагрузки. ГТУ (КЦ), чьи переменные затраты выше, чем угольных электростанций, должны полностью снижать и набирать обороты в полдень, когда солнечная генерация на пике и остаточная нагрузка (нагрузка минус генерация ВИЭ) наиболее низкая. Из-за высокой доли генерации базовой нагрузки в системе, следовательно, это показывает, что ГТУ (КЦ) полностью теряют свою роль в качестве технологии базовой нагрузки и становятся манёвренными. Об этом крайне неэффективном использовании ГТУ также свидетельствует коэффициент использования установленных мощностей (всего 51%).

В этом базовом сценарии ГТУ (ОЦ) не диспетчеризуемые вообще – пики обслуживаются только ГТУ (КЦ). Тем не менее, они могут обеспечить быстрый запуск оперативного резерва для балансировки колебаний нагрузки и генерации ВИЭ. Коэффициент использования мощностей солнечной генерации (16%) представляет солнечное излучение на уровне ниже среднего, что связано с использованием данных за январь. Летом средние коэффициенты использования установленной мощности в Навои могут достигать 24%, что на этом этапе означало бы, что угольные электростанции, а также, возможно, и гидроэлектростанции, будут вынуждены снижать генерацию в полдень показаны результаты оптимизации почасовой диспетчеризации парка электростанций Узбекистана по первому сценарию. Три технологии – ядерная, гидро и угольная – служат для генерации базовой нагрузки. ГТУ (КЦ), чьи переменные затраты выше, чем угольных электростанций, должны полностью снижать и набирать обороты в полдень, когда солнечная генерация на пике и остаточная нагрузка (нагрузка минус генерация ВИЭ) наиболее низкая. Из-за высокой доли генерации базовой нагрузки в системе, следовательно, это показывает, что ГТУ (КЦ) полностью теряют свою роль в качестве технологии базовой нагрузки и становятся манёвренными. Об этом крайне неэффективном использовании ГТУ также свидетельствует коэффициент использования установленных мощностей (всего 51%).

В этом базовом сценарии ГТУ (ОЦ) не диспетчеризуемые вообще – пики обслуживаются только ГТУ (КЦ). Тем не менее, они могут обеспечить быстрый запуск оперативного резерва для балансировки колебаний нагрузки и генерации ВИЭ. Коэффициент использования мощностей солнечной генерации (16%) представляет солнечное излучение на уровне ниже среднего, что связано с использованием данных за январь. Летом средние коэффициенты использования установленной мощности в Навои могут достигать 24%, что на этом этапе означало бы, что угольные электростанции, а также, возможно, и гидроэлектростанции, будут вынуждены снижать генерацию в полдень.

**Рисунок 4: Почасовая генерация и коэффициенты использования установленных мощностей для сценария 2 – Без ядерных мощностей**



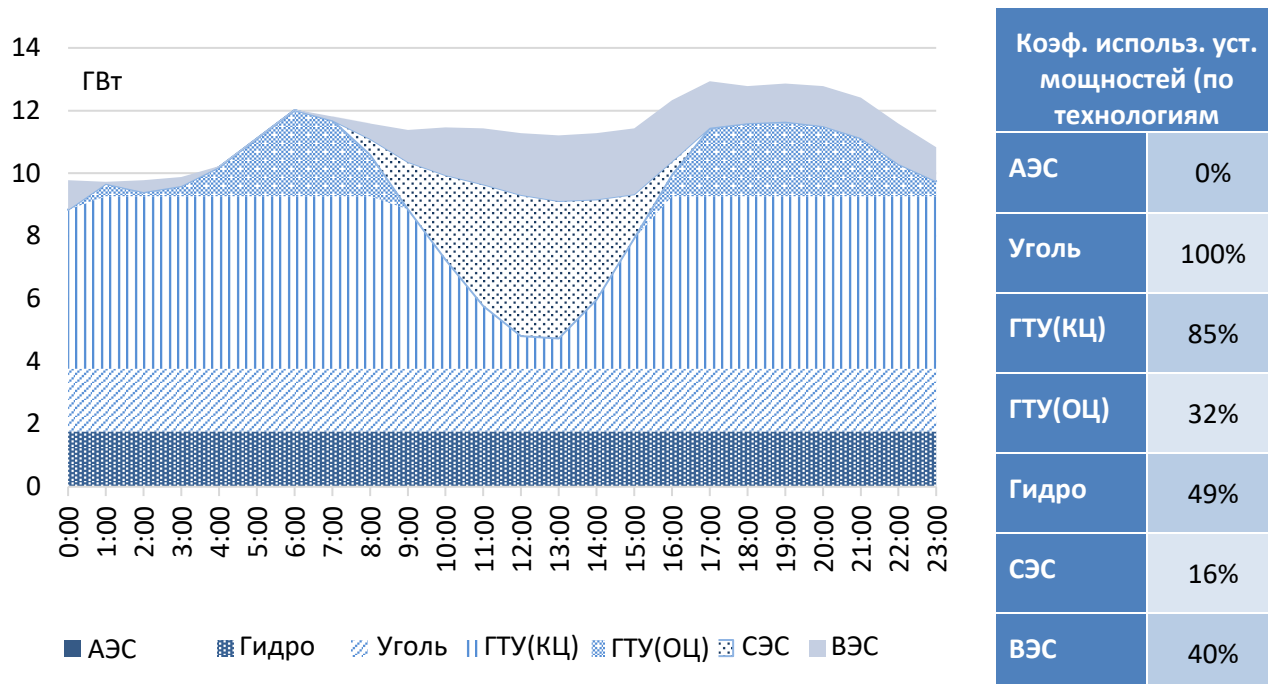
Коэф. использ. уст. мощностей (по технологиям)	
АЭС	0%
Уголь	100%
ГТУ(КЦ)	80%
ГТУ(ОЦ)	13%
Гидро	49%
СЭС	16%
ВЭС	40%

Источник: собственный расчет

Второй сценарий показывает, что без планируемой атомной станции использование ГТУ (КЦ) было бы намного выше (80%) и, следовательно, более эффективным. Рисунок 4 также показывает, что в течение всего дня 2 ГВт станций ГТУ могли бы генерировать базовую нагрузку. Утром и вечером вся мощность (7,5 ГВт) могла бы работать в полную силу.

В течение этих часов ГТУ (ОЦ) начали бы обслуживать пиковый спрос. Тем не менее, их максимальный коэффициент мощности при таких условиях составляет всего 56%, что указывает на то, что ГТУ (ОЦ) могут обслуживать еще более высокий пиковый спрос. Это, в свою очередь, позволило бы использовать меньше блоков ГТУ (КЦ) в качестве манёвренных мощностей.

**Рисунок 5: Почасовая генерация и коэффициенты использования установленных мощностей для сценария 3 – ВИЭ и пиковые электростанции для замены некоторых ГТУ комбинированного цикла**



Источник: собственный расчет

Результаты моделирования третьего сценария показывают, что усиление гибкости энергосистемы Узбекистана, наряду с увеличением доли ВИЭ, может быть экономически выгодной. При уменьшенной общей мощности ГТУ (КЦ) в 5,5 ГВт, использование ГТУ улучшено с 80% до 85% по сравнению со вторым сценарием. Тем не менее, на Рисунке 5 показано, что падение остаточной нагрузки около полудня заставляет большую долю блоков ГТУ (КЦ) снижать и повышать генерацию.

ГТУ (ОЦ) с быстрым стартом будут работать довольно часто, о чем свидетельствует их высокий коэффициент использования мощностей – 32%. Утром они даже будут работать на 90% своей мощности.

Результат, по которому генерация ГТУ (КЦ) как базовой нагрузки ограничена, найден для всех трех сценариев и представляет собой центральное послание нашей работы по моделированию: в мире с мощностями ВИЭ при пиковой нагрузке более 50% доля стабильной генерации базовой нагрузки должна будет значительно снизиться. Вместо этого, чтобы иметь возможность успешно сбалансировать генерацию электроэнергии из возобновляемых источников, будущие энергосистемы должны использовать преимущества гибкой генерации, импорта и экспорта, аккумуляции, управления спросом и т. д.

**Таблица 2: Переменные, капитальные и общие затраты для трех сценариев**

	(1) Базовый	(2) Без ядерных мощностей	(3) ВИЭ и пиковые электростанции для замены некоторых ГТУ комб. цикла
Годовые переменные затраты (млн \$)	3.080	3.518	3.344
Годовые капитальные затраты (млн \$), 10% ставка	3.875	1.595	1.749
Общая стоимость (млн \$)	<b>6.955</b>	<b>5.113</b>	<b>5.092</b>

Источник: собственный расчет

Сравнение переменных<sup>5</sup> и фиксированных/капитальных затрат для трех сценариев показывает, что базовый сценарий имеет самые низкие переменные, но чрезмерно высокие капитальные затраты из-за включения капитальных затрат на ядерные мощности, что делает его худшим с точки зрения общих затрат.

Таким образом, второй сценарий, который не предусматривает строительство атомных станций, может более чем вдвое сократить капитальные затраты по сравнению с первым сценарием. Тем не менее, более высокая степень использования ГТУ (КЦ) и (ОЦ) приводит к более высоким переменным затратам.

Поскольку за третьим сценарием вводятся больше генерации ВИЭ с переменными затратами, равными нулю, общие переменные затраты могут быть уменьшены по сравнению со вторым сценарием. Даже более высокая степень использования относительно неэффективных газовых электростанций для пикового балансирования не может преобладать в этом положительном эффекте более высокой доли возобновляемой генерации. Хотя капитальные затраты в сценарии три несколько выше, чем в сценарии два, сценарий три имеет самую низкую общую стоимость среди всех сценариев. Дальнейшее снижение стоимости капитальных затрат для технологий ВИЭ в ближайшие десять лет может еще более четко выделить победителя.

<sup>5</sup> Переменные затраты за смоделированный день были увеличены, чтобы соответствовать годовым затратам.

## 5 Перспектива: для выявления «узких мест» требуется более детальное моделирование

Наши результаты показывают, что систематическое планирование развития парка электростанций может значительно снизить стоимость системы электроснабжения по сравнению с планированием на основе оценки отдельных проектов<sup>6</sup>. Мы, однако, должны подчеркнуть значительные ограничения нашего экспресс-анализа. Наши предположения о стоимости и возможностях технологий, а также об ожидаемых моделях спроса сильно упрощены. Например, изменить результаты может включение в анализ сезонности гидроэнергетики, ветра и солнца, или предоставление некоторой гибкости гидроэлектростанциям. Мы также не учитываем ограничения в сети электроснабжения и природного газа или трансграничных перетоков электроэнергии. Наша модель диспетчеризации не включает в себя планирование стохастических резервов. Для более полной оценки необходимо предоставить соответствующие данные. Но мы считаем, что наша первоначальная оценка дает хорошую основу для обсуждения, какие технические и экономические детали стоило бы принять к вниманию.

Наконец, мы показываем, что гораздо более высокая доля ветровой и солнечной генерации была бы разумной, чтобы контролировать стоимость генерации. Но переход от практически нулевого уровня к более чем 6 ГВт различных возобновляемых источников энергии всего за десять лет подразумевает важные технические и административные изменения в энергосистеме Узбекистана, которые необходимо будет более тщательно изучить.

---

<sup>6</sup>Альтернативой системному планированию развития парка электростанций является создание хорошо функционирующего рынка электроэнергии.