

КОНЦЕПЦИЯ

обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы

Глава 1. Общие положения

Настоящая Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы разработана в целях удовлетворения растущей потребности Республики Узбекистан и обеспечения дальнейшего сбалансированного развития электроэнергетической отрасли с учетом передового мирового опыта и современных тенденций развития мировой электроэнергетики.

Концепция определяет цели и направления развития электроэнергетической отрасли страны на среднесрочную и долгосрочную перспективы, приоритеты и ориентиры, а также механизмы обеспечения эффективности государственной энергетической политики на отдельных этапах ее практической реализации, гарантирующие достижение намеченных целей.

В Концепцию на регулярной основе будут вноситься изменения и дополнения по мере их необходимости.

В рамках настоящей Концепции представлены:

анализ текущей ситуации в электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан;

перспективы спроса на электрическую энергию в республике;

основные положения государственной энергетической политики и ее важнейших составляющих;

перспективы развития электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан;

план действий по реализации настоящей Концепции и ожидаемые результаты.

В Концепции используются следующие понятия:

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электрической энергии;

АЭС – атомная электростанция;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЭС – ветряная электростанция;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГЧП – государственно-частное партнерство;

ГЭС – гидроэлектростанция;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛЭП – линия электропередачи;
 МГЭС – малая гидроэлектростанция;
 ПГУ – парогазовая установка;
 ПС – подстанция;
 ТП – трансформаторный пункт;
 ТЭС – тепловая электрическая станция;
 ТЭЦ – тепловая электроцентраль;
 ФЭС – фотоэлектрическая станция.

Глава 2. Анализ текущей ситуации

В настоящее время располагаемая генерирующая мощность республики составляет 12,9 ГВт, из них:

ТЭС – 11 тыс. МВт или 84,7 процентов;

ГЭС – 1,85 тыс. МВт или 14,3 процента;

блок-станции и изолированные станции – более 133 МВт или 1 процент.

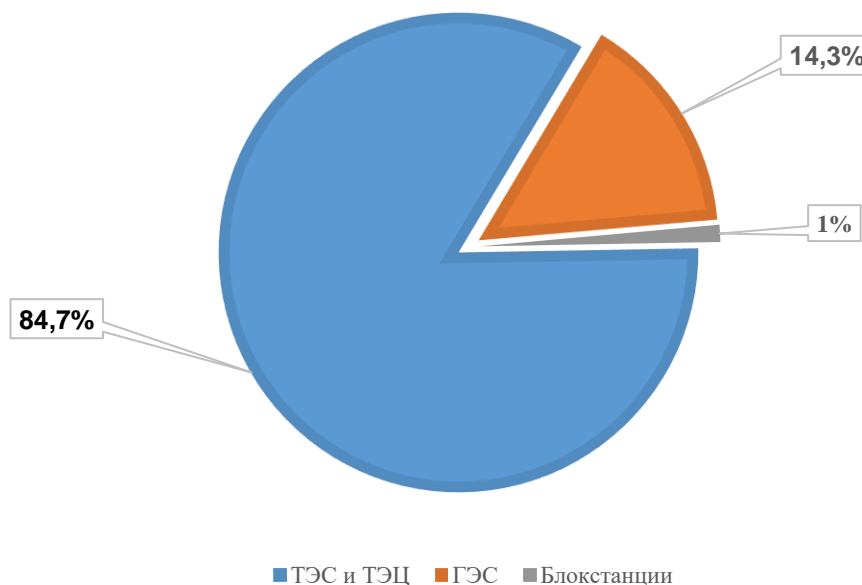


Рисунок 1 – Структура генерации электрической энергии

Основным источником генерации являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. Мощность современных энергоэффективных энергоблоков составляет 2825 МВт или 25,6 процентов от общей мощности ТЭС.

В 2019 году на ТЭС выработано 89,6 процентов электрической энергии от общей выработанной внутри республики. При этом суммарная мощность энергоблоков, работающих в часы максимальных нагрузок единой электроэнергетической системы составила 8,6 тыс. МВт.

Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1,68 ГВт (90,8 процентов от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 0,25 ГВт (13,5 процентов) и 2 микро ГЭС, общей мощностью 0,5

МВт. По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС – 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1,4 ГВт. Коэффициент использования гидропотенциала республики составляет 27 процентов.

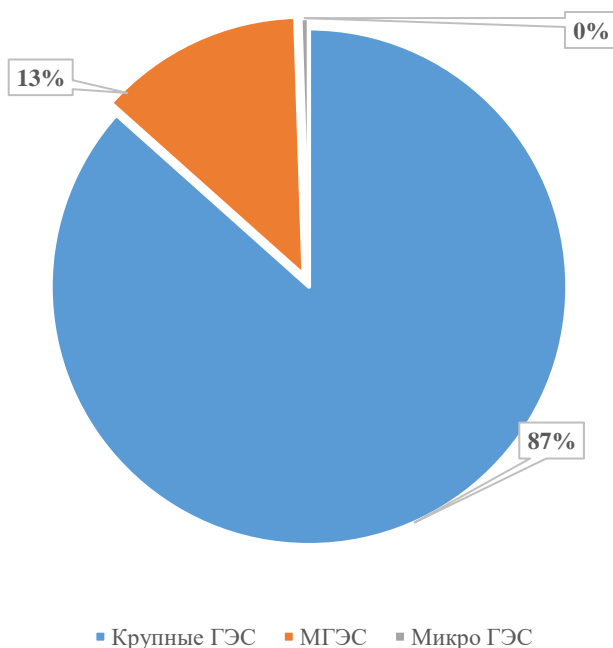


Рисунок 2 – Структура ГЭС

Транспортировка электрической энергии от источников генерации осуществляется по магистральным сетям 35-500 кВ, включающим в себя:

ПС – 77 ед. общей мощностью – 22 830 МВА;

ЛЭП – 9 768 км.

Распределение и поставка электрической энергии потребителям внутри республики осуществляется по распределительным сетям 0,4-110 кВ, включающим в себя:

ПС 35-110 кВ – 1 626 ед. общей мощностью – 20 421 МВА;

ЛЭП 35-110 кВ – 28 642 км;

ТП – 75 534 ед. общей мощностью – 13 933 МВА;

ЛЭП 0,4-10 кВ – 223 987 км.

При этом у значительной части объектов электросетевого хозяйства сроки эксплуатации превысили отметку 30 лет, к таким относятся 66 процентов магистральных и 62 процента распределительных сетей, 74 процента подстанций и более 50 процентов трансформаторных пунктов. Это является одним из факторов, способствующих росту уровня технологических потерь электрической энергии при её транспортировке и распределении.

Средний уровень технологических потерь электрической энергии в магистральных сетях составляет 2,72 процентов, в распределительных сетях 12,47 процентов.

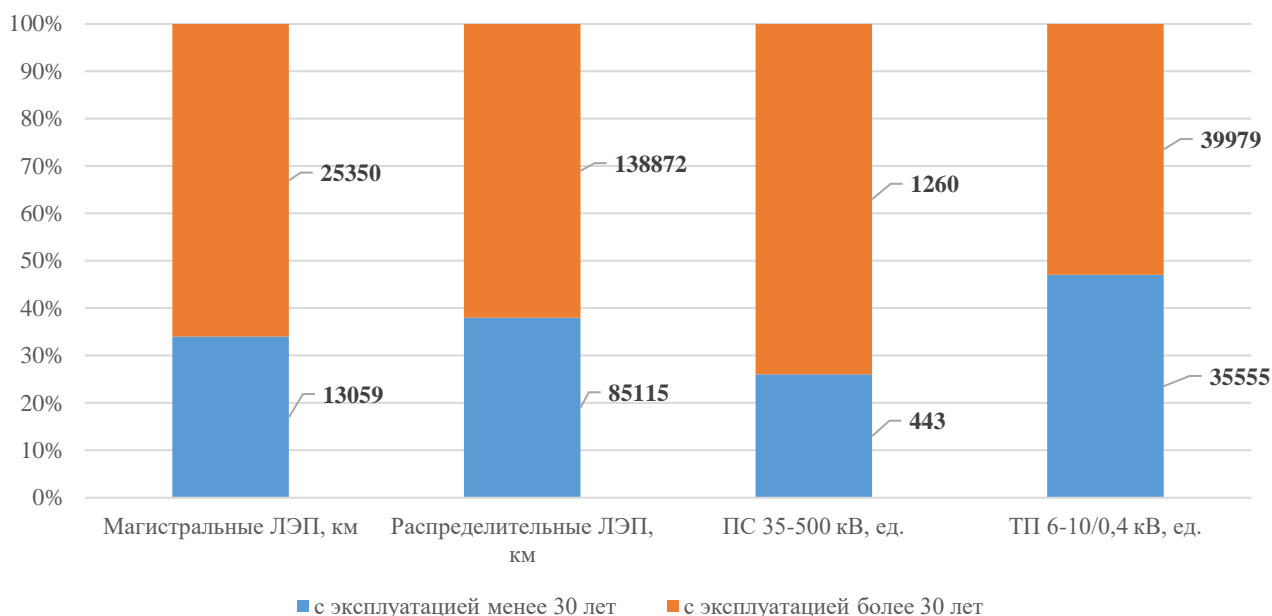


Рисунок 3 – Состояние электрических сетей

Электроэнергетическая система республики условно разделена на 5 территориальных энергоузлов:

Северо-Западный (Республика Каракалпакстан и Хорезмская область);

Юго-Западный (Кашкадарьинская, Самаркандская, Бухарская и Навоийская области);

Южный (Сурхандарьинская область);

Восточный (Андижанская, Наманганская и Ферганская области);

Центральный (Джизакская, Сырдарьинская, Ташкентская области и г.Ташкент).

Максимальная нагрузка в часы пикового потребления электрической энергии в зимний период 2019 года составила 10,4 тыс. МВт, разница между минимальной и максимальной нагрузкой составила 2,3 тыс. МВт. При этом в летний период 2019 года пиковый показатель достиг 9,4 тыс. МВт с разницей между минимальной нагрузкой на 2,6 тыс. МВт.

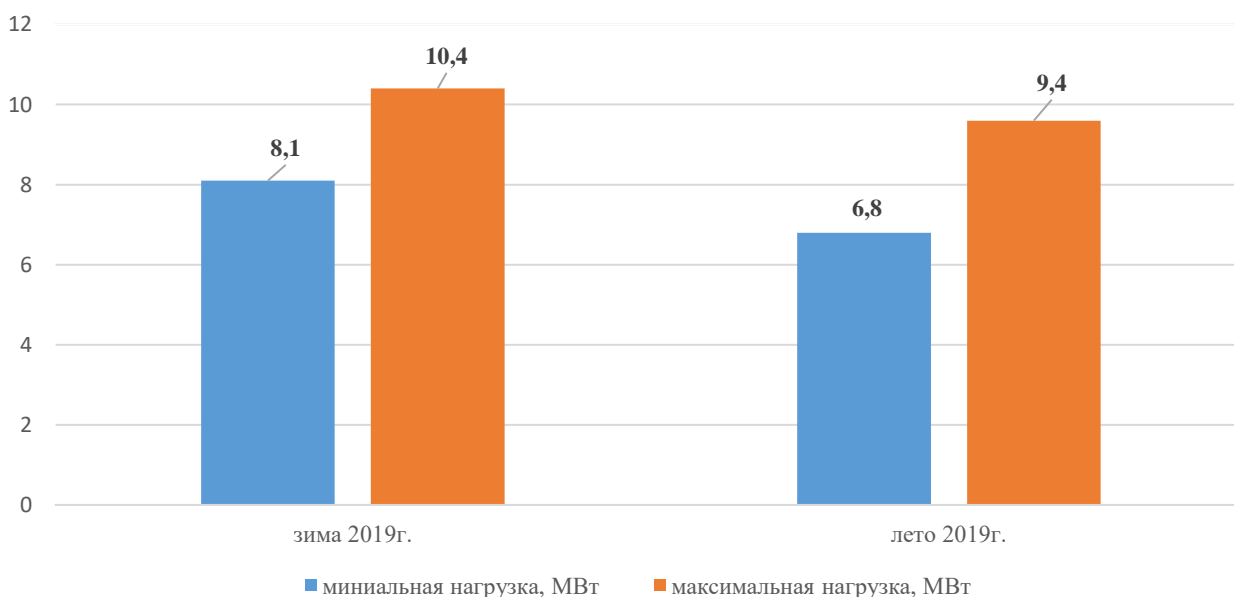


Рисунок 4–Минимальные и максимальные нагрузки зимнего и летнего периода 2019г.

Вместе с тем, существующий недостаток регулирующих мощностей приводит к ежедневным дополнительным перезапускам энергоблоков ТЭС, соответственно к перерасходу топлива и дополнительному износу технологического оборудования.

В то же время существует ряд проблем, основными из которых являются: низкий КПД (25-35 процентов) введенных более 25 лет назад энергоблоков ТЭС и высокий удельный расход топлива по сравнению с современными ПГУ (в 2 раза);

высокий уровень износа распределительных сетей и трансформаторов, что приводит к перебоям в снабжении и ухудшению показателей качества электрической энергии;

низкая пропускная способность значительной части действующих ЛЭП и трансформаторов ограничивает возможность поставки электрической энергии потребителям в требуемых объемах;

низкий уровень автоматизации и цифровизации объектов электроэнергетики негативно влияет на возможность предотвращения и быстрой ликвидации технологических нарушений.

Несмотря на наличие огромного потенциала солнечной энергии, в республике не имеется солнечных ФЭС промышленного масштаба. При этом ветровой потенциал республики изучен недостаточно и как следствие ветропарки промышленного масштаба отсутствуют.

Вместе с тем, в республике принимаются меры по формированию законодательной базы для развития данного сегмента энергетики. Так, были приняты Законы Республики Узбекистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» и «О государственно-частном партнерстве», а также утвержден «Регламент подключения к единой электроэнергетической системе субъектов предпринимательства, производящих электрическую энергию, в том числе из возобновляемых источников энергии».

В настоящее время начаты работы по двум пилотным проектам по строительству солнечных ФЭС мощностью по 100 МВт каждый в Самаркандской и Навоийской областях на условиях ГЧП. В соответствии с Соглашениями в 2021 году компании - инвесторы завершат строительство и введут в эксплуатацию ФЭС.

Глава 3. Прогноз динамики и структуры спроса к 2030 году

Внутренний спрос на энергоресурсы определяется ожидаемой динамикой экономического развития, изменениями в структуре экономики и уровне ее удельной энергоемкости.

Снижение удельной энергоемкости экономики является основной задачей энергетической политики Узбекистана, без решения которой энергетический сектор неизбежно будет сдерживать социально-экономическое развитие страны.

В период с 2012 по 2019 годы наблюдался рост производства электрической энергии на уровне в среднем 2,6 процента в год. Однако, спрос на электрическую энергию удовлетворялся не в полном объеме, дефицит составлял

порядка 9,4 процента от потребности.

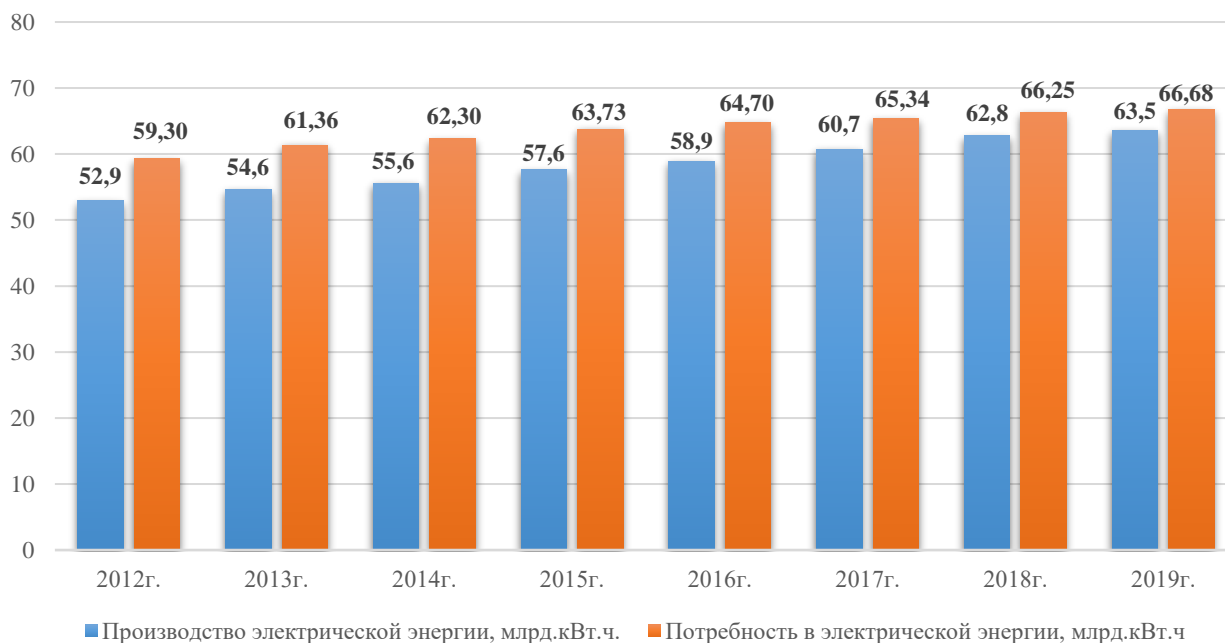


Рисунок 5 – Фактическая динамика производства и потребности в электрической энергии в период 2012-2019 гг.

Прогнозная оценка показывает, что в период до 2030 года ежегодный рост потребления электрической энергии по республике будет составлять порядка 6-7 процентов.

К 2030 году республиканское потребление прогнозно составит 120,8 млрд.кВт.ч (рост в 1,9 раза к 2018г.). При этом потребность населения в электрической энергии составит – 21,9 млрд.кВт.ч (рост в 1,8 раза к 2018г.), отраслей экономики – 85,0 млрд.кВт.ч (рост в 2,2 раза к 2018г.).



Рисунок 6 –Прогнозная динамика производства и потребления электрической энергии до 2030г., млрд.кВт.ч.

Потребление электрической энергии на душу населения к 2030 году по прогнозным данным увеличится до 2665 кВт.ч. в год и по сравнению

с фактически достигнутым в 2018 году в размере 1903 кВт.ч. увеличится на 71,4 процентов. При этом, данный показатель значительно ниже аналогичного, отмеченного по итогам 2018 года в таких странах как Корея - 9711, КНР - 4292, Россия - 6257, Казахстан - 5133, Турция - 2637 кВт.ч.

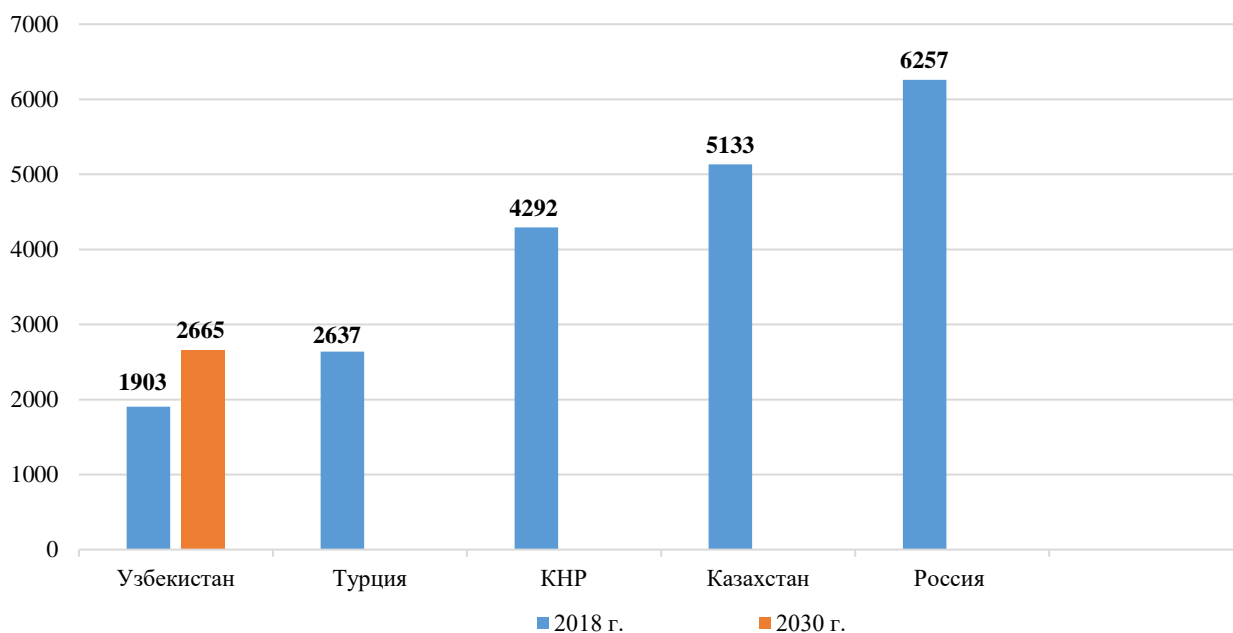


Рисунок 7 – Потребление электрической энергии на душу населения, кВт.ч. в год

Основные факторы, способствующие росту потребления электрической энергии:

- рост экономики (до 2030 года увеличение ВВП ожидается в 1,9 раз);
- повышение уровня жизни населения, приводящий к увеличению использования электропотребляющего оборудования;
- рост населения страны до 37,4 млн.человек согласно данным Организации объединенных наций с одновременным увеличением уровня урбанизации;
- ликвидация неудовлетворенного спроса, оцениваемого на уровне порядка 10 процентов.

С учетом географического расположения страны, удобного для использования транзитного потенциала, ожидается, что к 2030 году импорт и экспорт электрической энергии сравняются и достигнут показателя, равного 6 млрд.кВт.ч.в год.

При этом, к 2030 году суммарная электрическая нагрузка в часы максимума потребления достигнет более 20,9 тыс. МВт против 10,4 тыс. МВт в зимний период 2019 года, в результате чего к 2030 году требуется увеличение генерирующих мощностей почти в 2 раза (+10,5 тыс.МВт).

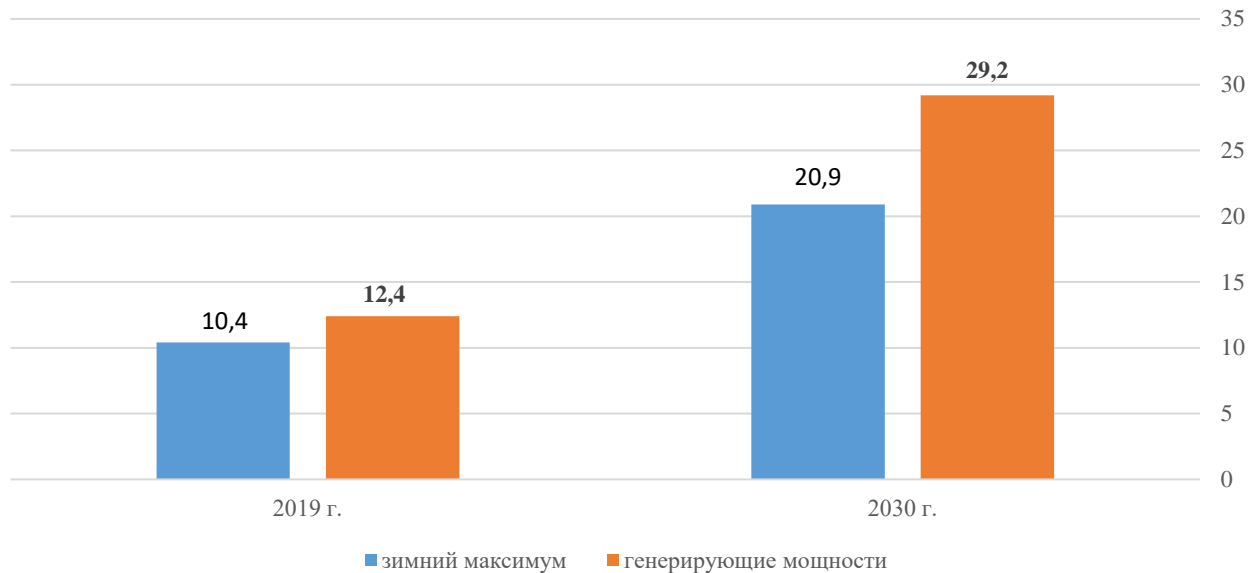


Рисунок 8 – Прогноз соотношения генерирующих мощностей и максимальной нагрузки в зимний период 2019 и 2030 годов, тыс.МВт

Глава 4. Основные цели, задачи и приоритетные направления Концепции

Основной целью Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы является **удовлетворение растущей потребности в электрической энергии по конкурентоспособным ценам и динамичное развитие электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан** посредством модернизации и реконструкции существующих электрических станций, строительства новых генерирующих мощностей на базе высокоэффективных технологий производства энергии, совершенствования системы учета электроэнергии, диверсификации топливно-энергетических ресурсов с развитием использования ВИЭ.

Основными задачами в рамках совершенствования обеспечения республики электрической энергией являются:

первое – обеспечение потребности республики в электрической энергии в полном объеме за счет собственной генерации без привязки к импорту энергоресурсов и таким образом - энергетической безопасности;

второе – повышение энергоэффективности экономики с параллельным снижением её энергоёмкости, в том числе за счет создания экономических механизмов стимулирования рационального использования электрической энергии потребителями;

третье – повышение энергоэффективности производства, транспортировки и распределения электрической энергии для удовлетворения её растущего спроса;

четвертое – снижение уровня износа электрооборудования путем постепенного его обновления, увеличение резерва мощностей генерирующего оборудования и электрических сетей;

пятое – развитие и расширение использования ВИЭ и их интеграция

в единую электроэнергетическую систему.

шестое - разработка эффективной базовой модели рынка электрической энергии.

Для результативного решения вышеуказанных задач и достижения намеченных целей Концепции необходимо обеспечить реализацию следующих основных приоритетных направлений:

во-первых, модернизация и строительство новых объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения эффективного функционирования внутреннего рынка, совершенствование системы учета электрической энергии и диспетчерского управления посредством внедрения передовых информационно-коммуникационных технологий;

во-вторых, повышение эффективности и рационального использования электрической энергии на всех стадиях технологического процесса на основе энергосберегающих технологий и оптимизации генерирующих мощностей;

в-третьих, обеспечение диверсификации в электроэнергетике и теплоэнергетике за счет увеличения доли ВИЭ с созданием механизмов инвестиционных проектов ВИЭ на условиях ГЧП, совершенствование государственной политики в области освоения ВИЭ и демонстрация инвестиционных проектов по освоению ВИЭ;

в-четвертых, формирование комфортной, правовой, административной инвестиционной среды и оптового рынка электрической энергии для привлечения долгосрочных, прежде всего, прямых иностранных инвестиций;

в-пятых, совершенствование корпоративного управления, повышение прозрачности финансово-хозяйственной деятельности государственных предприятий электроэнергетической отрасли;

в-шестых, увеличение объемов трансграничной торговли и усиление регионального сотрудничества посредством восстановления и модернизации ЛЭП, связанных с энергосистемами соседних стран;

в-седьмых, развитие рыночных отношений путем постепенной либерализации и снижении роли государства, создание новой рыночной модели, основанной на четком разделении прав и обязанностей между субъектами, действующими в данном секторе, на каждом этапе эволюции рынка, начиная с одного покупателя и заканчивая полностью конкурентными оптовыми и розничными рынками.

Глава 5. Мероприятия по реализации основных приоритетных направлений Концепции

Основные приоритетные направления Концепции будут реализованы посредством осуществления системных мероприятий, предусматривающих:

1. Развитие тепловой энергетики.

Тепловая энергетика продолжает оставаться основным источником генерации электрической энергии республики и её развитие с применением

энергоэффективных технологий обеспечит устойчивость энергосистемы страны в целом.

В целях повышения энергоэффективности ТЭС при строительстве новых электростанций, работающих в базовом режиме, преимущественно будут использованы ПГУ с КПД агрегатов не менее 60 процентов.

В период 2020-2030 годы намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов по строительству новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт, 6 проектов по расширению действующих ТЭС с увеличением мощности на 4,1 тыс.МВт за счёт строительства ПГУ, ГТУ и угольного энергоблока, а также 1 проект по модернизации энергоблоков № 1-5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

В итоге, к 2030 году суммарная мощность ТЭС составит 14,7 тыс. МВт, объём вырабатываемой электрической энергии – 70,7 млрд.кВт.ч (рост в 1,3 раза к 2018г.).

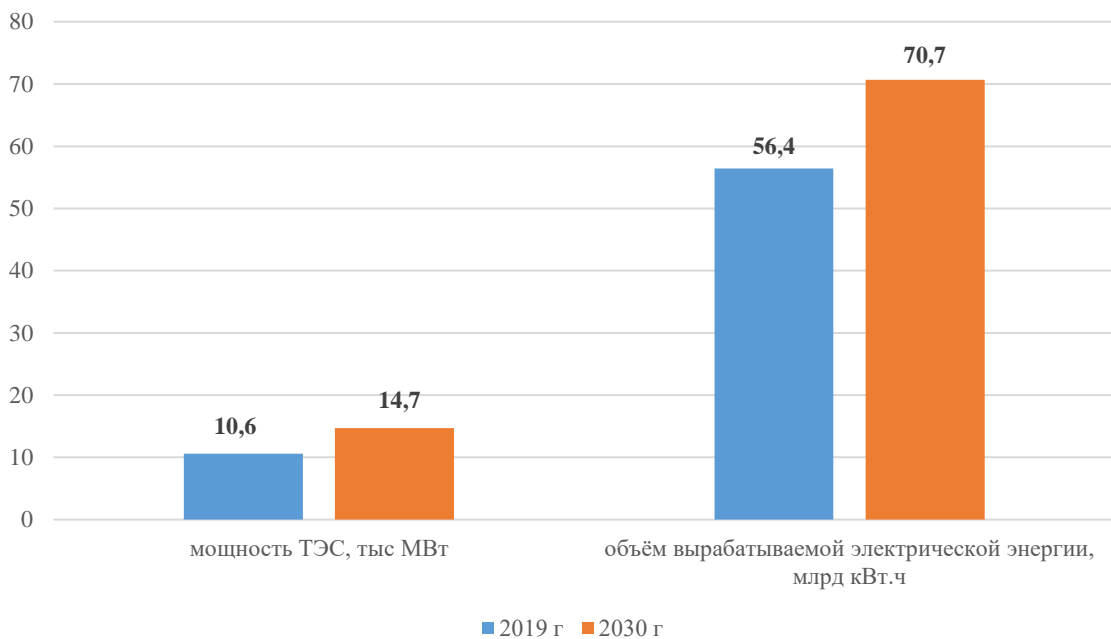


Рисунок 9 –Рост объема установленной мощности и вырабатываемой электрической энергии в период 2019-2030 гг.

В 2020 году будут отобраны инвесторы на строительство двух новых ТЭС суммарной мощностью 2600-3000 МВт в Сырдарьинской области. В рамках проектов будут применены современные ПГУ с единичной мощностью 650-750 МВт, ввод объектов запланирован на 2023-2024 гг.

Также, будут реализованы проекты по расширению Навоийской ТЭС со строительством третьей ПГУ мощностью около 650 МВт с вводом в 2023-2024гг и четвертой ПГУ аналогичной мощности с вводом в 2024-2025 гг.

Расширение Талимарджанской ТЭС со строительством третьей и четвертой ПГУ общей мощностью не менее 900 МВт запланировано на 2023-2024гг.

Предусматривается строительство ТЭС на базе ПГУ общей мощностью около 1300 МВт в Кашкадарьинской или Сурхандарьинской областях

со сроком ввода в 2025-2026 гг.

Строительство регулирующих электростанций для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы, общей мощностью около 1200 МВт, будет осуществляться на основе газотурбинных установок малой мощности (50-100 МВт) и газопоршневых двигателей. Ожидается, что в 2020 году будут определены инвесторы на строительство двух регулирующих электростанций мощностью по 200-300 МВт. Указанные станции будут введены в 2021-2023гг.

Развитие угольной генерации предусмотрено путем строительства нового угольного энергоблока мощностью 150 МВт на Ангренской ТЭС (второй этап), а также поэтапной модернизации существующих энергоблоков Ново-Ангренской ТЭС, предусматривающих круглогодичное сжигание угля, а также сокращение вредных выбросов в атмосферу.

Развитие когенерационных установок для отопления и горячего водоснабжения в городах будет осуществляться, в основном, за счёт внедрения ГТУ средней мощности. В частности, в 2020 году на Ферганской ТЭЦ будет внедрена ГТУ мощностью 17 МВт и в 2022 году - две ГТУ общей мощностью 54 МВт на Ташкентской ТЭЦ.

По мере ввода новых генерирующих мощностей будет поэтапно осуществляться вывод из эксплуатации морально и физически устаревших энергоблоков ТЭС. Общая мощность выводимого оборудования, отработавшего парковый ресурс, к 2030 году достигнет 5,9 тыс. МВт.

При этом, по соображениям энергетической безопасности будет создан резерв мощностей, которые в последующем могут быть использованы в оказании вспомогательных услуг (системный резерв).

2. Развитие генерации на основе ВИЭ.

В период 2020-2030 годы будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Эти проекты будут осуществляться исключительно за счет средств инвесторов - независимых производителей электрической энергии.

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

В ветроэнергетике основным направлением будет создание крупных ветропарков, с единичной мощностью 100-500 МВт, большинство которых будет сосредоточено в Северо-Западном регионе (Республика Каракалпакстан и Навоийская область).

Солнечные ФЭС мощностью 100-500 МВт будут сосредоточены, в основном, в Центральном и Южном регионах (Джизакской, Самаркандской, Бухарской, Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях). Однако, и в остальных регионах республики будут построены солнечные ФЭС мощностью 50-200 МВт. При этом, крупные солнечные ФЭС (суммарно более 300 МВт) постепенно будут оснащены системами накопления энергии промышленного масштаба для обеспечения стабилизации переменчивой

генерации и регулирования пиковых нагрузок.

В целях активизации привлечения прямых иностранных инвестиций в возобновляемую энергетику республики, в течение 2020-2022гг. совместно с международными финансовыми институтами будут проведены конкурсные торги (тендеры и аукционы) для определения инвесторов по модели «Build-own-operate», с которыми будут заключены долгосрочные (до 25 лет) Соглашения по закупке электрической энергии.

Так, в 2020 году при техническом содействии международных финансовых институтов (Азиатский банк развития, Группа Всемирного банка, Европейский банк реконструкции и развития) будут проведены конкурсные торги на строительство солнечных ФЭС в Джизакской, Самаркандской и Сурхандарьинской областях общей мощностью 600 МВт и объявлены тендеры на строительство ещё 800 МВт солнечных ФЭС в других регионах республики, а также на строительство ВЭС.

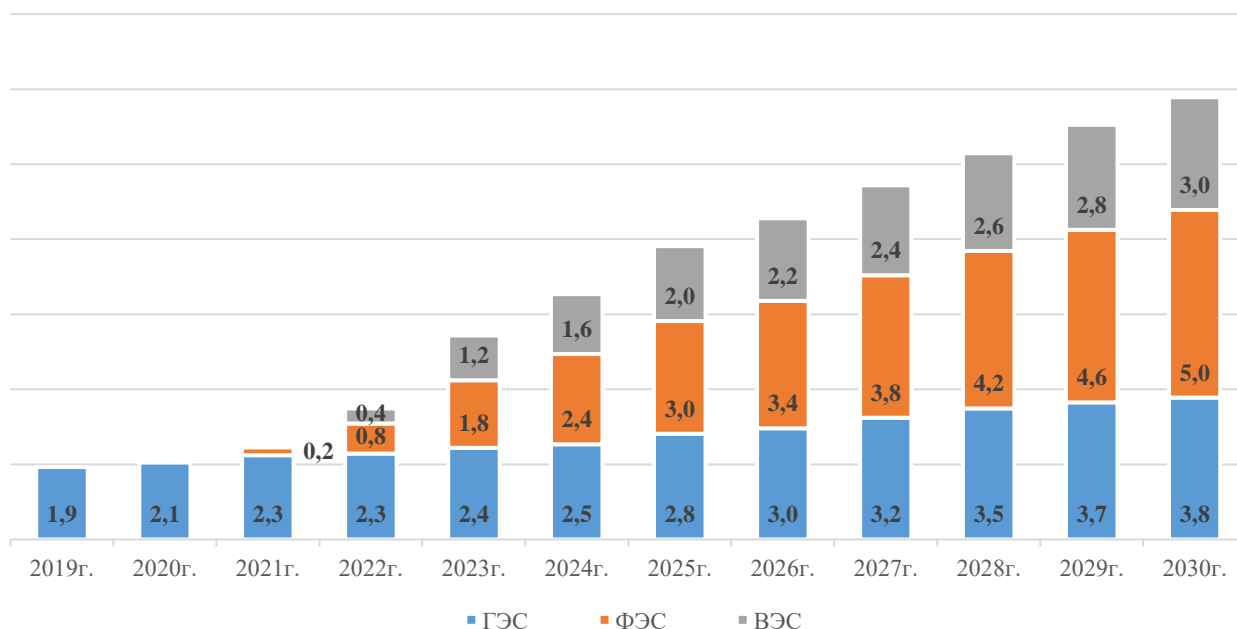


Рисунок 10 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

Также будет уделено внимание созданию изолированных (не подключенным в единую электроэнергетическую систему) солнечных ФЭС малой мощности в отдаленных населенных пунктах республики, а также в регионах, где намечено развитие экотуризма.

Кроме того, будет развиваться строительство солнечных ФЭС средней мощности (1-20 МВт) для производства электрической энергии на собственные нужды промышленных предприятий и индустриальных парков.

Принимая во внимание быстрый рост способности потребителей вырабатывать электрическую энергию для собственных нужд и поставки излишка ее объема в единую электроэнергетическую систему, а также в целях стимулирования активизации внутриреспубликанского инвестиционного потенциала, утверждена целевая программа по установке порядка 150 тысяч солнечных ФЭС (мощностью по 2-3 кВт) и водонагревателей (в среднем 200 литров) в 2-2,5 процентах домохозяйств в 2021-2025 годах. С учетом установки населением объектов ВИЭ к 2026 году предусматривается

покрытие потребления 4,3 процентов домохозяйств по республике в объеме порядка 800 млн.кВт.ч в год за счет внедрения частично изолированных объектов ВИЭ.

3. Развитие гидроэнергетики.

В период 2020-2030 годы намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге, к 2030 году суммарная мощность ГЭС составит 3 785 МВт, объём вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд.кВт.ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

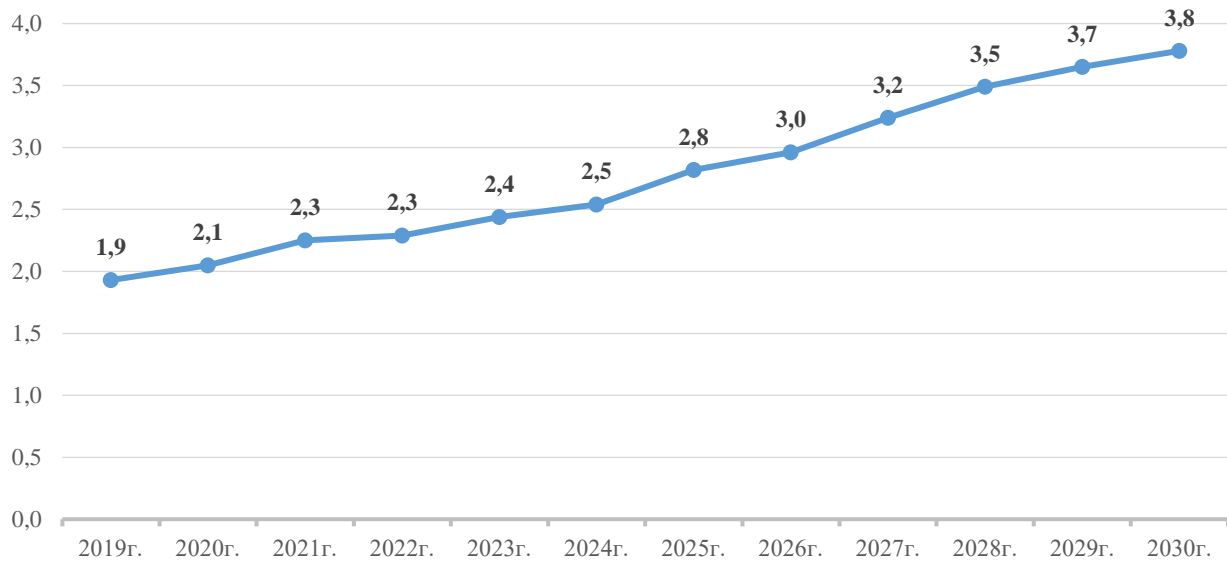


Рисунок 11 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт

За период до 2030 года планируется построить новые ГЭС, в том числе в:

Центральном энергоузле: 6 крупных ГЭС общей мощностью 1176 МВт, 3 МГЭС мощностью 33 МВт и 2 микро ГЭС мощностью 2 МВт;

Юго-Западном энергоузле: 17 МГЭС общей мощностью 114 МВт, 5 микро ГЭС мощностью 5 МВт;

Южном энергоузле: 4 ГЭС общей мощностью 271 МВт и 1 МГЭС мощностью 25 МВт;

Восточном энергоузле: 8 МГЭС суммарной мощностью 68 МВт и 9 микро ГЭС 5 МВт.

4. Развитие магистральных электрических сетей.

По магистральным электрическим сетям осуществляется транспортировка электрической энергии по регионам республики, а также межгосударственный транзит, экспорт-импорт электрической энергии и взаимодействие с электроэнергетическими системами других государств.

Магистральные электрические сети являются собственностью государства в составе АО «Национальные электрические сети Узбекистана» - Системного оператора и не подлежат приватизации и/или передаче в оперативное управление.

Единое оперативно-диспетчерское управление всеми типами

электростанций, а также магистральными и распределительными электрическими сетями продолжит осуществлять Национальный диспетчерский центр в составе АО «Национальные электрические сети Узбекистана».

В 2020 году при поддержке Всемирного банка будет разработан и утвержден план развития магистральных электрических сетей до 2030 года, с учетом интеграции новых источников генерации, в том числе на основе ВИЭ.

Ожидается, что к 2025 году для повышения надежности электроснабжения все энергоузлы единой электроэнергетической системы будут объединены в единую энергетическую сеть 500 кВ.

Результативность решения данной задачи предусматривается достичь реализацией следующих основных мер для:

присоединения новых генерирующих мощностей и увеличения надежности электроснабжения Северо-западного энергоузла, а также для обеспечения электрической энергией вновь вводимых производственных мощностей в Республике Каракалпакстан и Навоийской области путем строительства следующих объектов:

а) ЛЭП 220 кВ в габарите 500 кВ, протяженностью 177 км от Навоийской ТЭС до ПП Бесопан, с последующим переводом на 500 кВ;

б) ПС 500/220 кВ Мурунтау с двумя автотрансформаторами мощностью 501 МВА каждый;

в) ПС 500 кВ Сарымай, с двумя автотрансформаторами мощностью 501 МВА каждый;

г) ЛЭП 500 кВ, протяженностью 226 км от ПС Сарымай до ПС Мурунтау;

д) ЛЭП 500 кВ, протяженностью 255 км от ПС Сарымай до ПС Каракуль;

покрытия быстро растущего спроса на электрическую энергию потребителей г.Ташкента и Ташкентской области путем строительства ПС 500/220/110 кВ, с двумя автотрансформаторами мощностью 501 МВА каждый и ЛЭП напряжением 500 кВ, протяженностью 46 км (заход-выход от ЛЭП 500 кВ Л-550 и Л-502);

увеличения надежности Южного энергоузла, а также для увеличения потенциала экспорта и взаимодействия с электроэнергетическими системами других государств путем строительства следующих объектов электроснабжения:

а) ПС 500/220/110 кВ, с двумя автотрансформаторами мощностью 501 МВА каждый в Сурхандарьинской области;

б) ЛЭП 500 кВ, протяженностью 200 км от ПС Сурхон-500 (Республика Узбекистан) до ПС Пули-Хумри (Исламская Республика Афганистан);

в) ЛЭП 500 кВ, протяженностью 63 км от ПС Гузар (Республика Узбекистан) до ПС Регар (Республика Таджикистан);

К 2030 году постепенно функции ЛЭП и ПС 220 кВ из системообразующих будут трансформированы в распределительные.

Результативность решения данной задачи будет обеспечена реализацией следующих основных мер:

модернизация и реконструкция ПС и магистральных ЛЭП в двух этапах:

а) на первом этапе до 2022 года - 22 ПС 220/110 кВ;

б) на втором этапе до 2028 года - 44 ПС и магистральные ЛЭП напряжением 110-220 кВ;

строительство пяти новых двухтрансформаторных ПС 220 кВ, общей мощностью 1250 МВА и строительство ЛЭП 220 кВ, общей протяженностью 246 км.

Кроме этого, по мере создания энергоёмких промышленных предприятий, а также новых электростанций будут построены дополнительные ПС и ЛЭП 220 кВ.

Для обеспечения оперативности технического обслуживания, в том числе сокращения эксплуатационных расходов и оперативной ликвидации технологических нарушений и отклонений, при реализации вышеуказанных проектов будут учтены нижеследующие основные направления по цифровизации и автоматизации объектов электроэнергетики:

для обеспечения в режиме реального времени работы систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации о выработке, транспортировке и распределении электрической энергии, а также оптимизации потоков электрической энергии и загрузке генерирующих мощностей, предусматривается поэтапное внедрение системы технологического управления диспетчерского контроля и сбора данных SCADA;

при проектировании строительства новых, а также модернизации, реконструкции существующих ПС предусмотрено внедрение современных технологий, таких как «Цифровая подстанция».

при проектировании строительства новых магистральных ЛЭП для сокращения эксплуатационных расходов и отводов земель будут внедрены новые стандарты, предусматривающие строительство многоцепных воздушных ЛЭП, на основе стандартов ИЕС.

Проведение работ по строительству, модернизации и реконструкции магистральных электрических сетей будет осуществляться за счет собственных и заемных средств АО «Национальные электрические сети Узбекистана», с возможным исключением в случаях подключения независимых производителей электрической энергии к единой электроэнергетической системе.

5. Развитие распределительных электрических сетей.

Распределительные электрические сети используются для поставки электрической энергии конечным потребителям и характеризуются достаточно динамичным развитием, а также высоким уровнем технологических потерь.

К основным приоритетным направлениям развития распределительных электрических сетей отнесено:

снижение уровня технологических и коммерческих потерь электрической энергии при ее распределении;

повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.

По мере перехода на оптовый конкурентный рынок электрической энергии функции эксплуатации распределительной сети и сбыта электрической энергии потребителям будут разделены, при этом распределительные электрические сети останутся в собственности государства. Функции сбыта электрической энергии постепенно будут переданы частным компаниям– ритейлерам, на условиях ГЧП по итогам проведения прозрачных конкурсных отборов.

В 2020 году будет принята государственная программа, предусматривающая строительство новых и модернизацию существующих электрических сетей напряжением 35-110 кВ в 2021-2025 годах, а также будут продолжены работы по модернизации и реконструкции низковольтных распределительных сетей с принятием соответствующей государственной программы в 2022-2025 годах.

Модернизация существующих и строительство новых распределительных электрических сетей 110/35/10/0,4 кВ будут проводиться на основе следующих принципов:

увеличение количества ПС 110/35/10 кВ за счет строительства новых и перевода ПС 35/10 кВ на более высокий класс напряжения;

осуществление строительства ЛЭП напряжением 10, 35 и 110 кВ путем прокладки подземных кабелей или самонесущими изолированными проводами в пределах городов и населенных пунктов;

перевод ПС 35 кВ и 110 кВ на закрытый тип в пределах городов и крупных населенных пунктов;

широкое применение понижающих трансформаторов 35/0,4 кВ в пределах городов и крупных населенных пунктов;

поэтапный отказ от системы электроснабжения на напряжении 6 кВ с переходом на систему 10 кВ и 35 кВ;

замена проводов на воздушных ЛЭП напряжением 0,4-10кВ на самонесущие изолированные провода, с одновременным сокращением протяженности ЛЭП 0,4 кВ.

В течение 2020-2021 годов в рамках программы цифровизации электроэнергетической отрасли будут:

создан Единый центр обработки данных;

завершен проект по внедрению АСКУЭ у всех потребителей и на объектах энергосистемы;

разработаны и введены в эксплуатацию программные комплексы «Биллинг» и «Анализ и прогноз потребления электрической энергии».

Финансирование работ по строительству новых, модернизации и реконструкции существующих ЛЭП и ПС будет осуществляться за счет долгосрочных кредитов МФИ и собственных средств АО «Региональные электрические сети».

6. Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли.

Переход к оптовому рынку электрической энергии будет осуществляться поэтапно в период 2020-2023 гг. с переходом на каждый следующий этап по мере выполнения обязательных условий. Конкурентный оптовый рынок сформируется в 2023 году и всем его участникам будет обеспечен равный и беспрепятственный доступ к магистральным электрическим сетям.

Начиная с 2023 года все производители электрической энергии станут участниками оптового рынка, при продолжении выполнения государством своих обязательств по ранее заключенным Соглашениям по закупке электрической энергии.

При этом, начиная с 2021 года функции Единого закупщика будут переданы от АО «Национальные электрические сети Узбекистана» вновь созданному Гарантированному закупщику – государственной трейдинговой компании, которая также будет осуществлять функции по импорту и экспорту электрической энергии.

В течение 2020-2022 годов будут утверждены:

модели оптового рынка электрической энергии (ежемесячные контракты - торги на день вперед - торги в течении дня) и переходные этапы;

модель балансирующего рынка электрической энергии;

правила функционирования рынков;

порядок лицензирования участников рынка.

В течение 2020-2021 годов будут созданы:

Независимый Регулятор энергетического рынка – финансово независимый орган, вне состава правительства, осуществляющий регулирующие, лицензирующие и контрольные функции на рынке электрической энергии и природного газа;

Оператор энергетического рынка – государственная компания (первоначально из 10 - 15 человек) с он-лайн платформами, посредством которых будут осуществляться все операции по покупке и продаже электрической энергии и природного газа на оптовом рынке. Величина комиссии Оператора будет утверждаться Независимым Регулятором энергетического рынка.

Так как, переход на оптовый рынок электрической энергии будет осуществлен поэтапно, начиная с 2021 года, отдельным категориям потребителей будут предоставлены:

право закупа электрической энергии напрямую у ее производителей;

гарантии по обеспечению транспортировки электрической энергии, с обязательной оплатой услуг по транспортировке, от источников генерации, принадлежащих этим потребителям до точек потребления.

Для создания правовых основ функционирования рынка в период 2020-2021 гг. будут приняты:

Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» в новой редакции;

Закон Республики Узбекистан «О Независимом Регуляторе энергетического рынка»;

Электросетевой Кодекс (Grid Code), а также другие необходимые нормативно-правовые акты.

Тарифная политика электроэнергетической отрасли будет базироваться на следующих основных принципах:

установления отдельных недискриминационных тарифов на генерацию, транспортировку и распределение, в величинах, покрывающих фактические операционные расходы, амортизацию, капитальные затраты, а также позволяющих обслуживать долги и получать прибыль для выплаты дивидендов;

установления долгосрочных тарифов для энергетических компаний, рассчитанный по методологии, основанной на стимулах, для повышения эффективности их деятельности и снижения уровня потерь;

сохранения единых тарифов для конечных потребителей во всех регионах республики (национальные тарифы), в величинах, покрывающих фактические затраты по покупке и поставке электрической энергии;

внедрения с 2022 года дифференцированных тарифов на электрическую энергию для населения по времени суток, рабочим/выходным дням;

ввода с 2023 года порядка закупа у населения излишков электрической энергии, полученной за счет генерации с использованием собственных источников ВИЭ, по фиксированным тарифам;

утверждение тарифов Тарифной комиссией, а затем специально уполномоченным органом - Независимым Регулятором энергетического рынка, который также будет уполномочен утверждать методологию установления тарифов и другие нормативно-правовые акты, связанные с тарифным регулированием.

Глава 6. Ожидаемые результаты и количественные показатели реализации Концепции

В результате достижения поставленных задач к 2030 году:

а) генерирующая мощность, установленная и располагаемая, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 тыс. МВт) составит 29,2 тыс. МВт, в том числе:

ТЭС, использующие природный газ – 13,4 тыс. МВт (45 процентов);

ТЭС, использующие уголь – 1,7 тыс. МВт (5,9 процента);

ГЭС – 3,8 тыс. МВт (13,1 процента);

ВЭС – 3 тыс. МВт (10,4 процента);

ФЭС – 5 тыс. МВт (17,3 процента), в том числе 1 тыс. МВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы;

АЭС – 2,4 тыс. МВт (8,3 процента).

Прирост генерирующих мощностей составит 16,4 тыс. МВт, в том числе 4,4 тыс. МВт регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок.

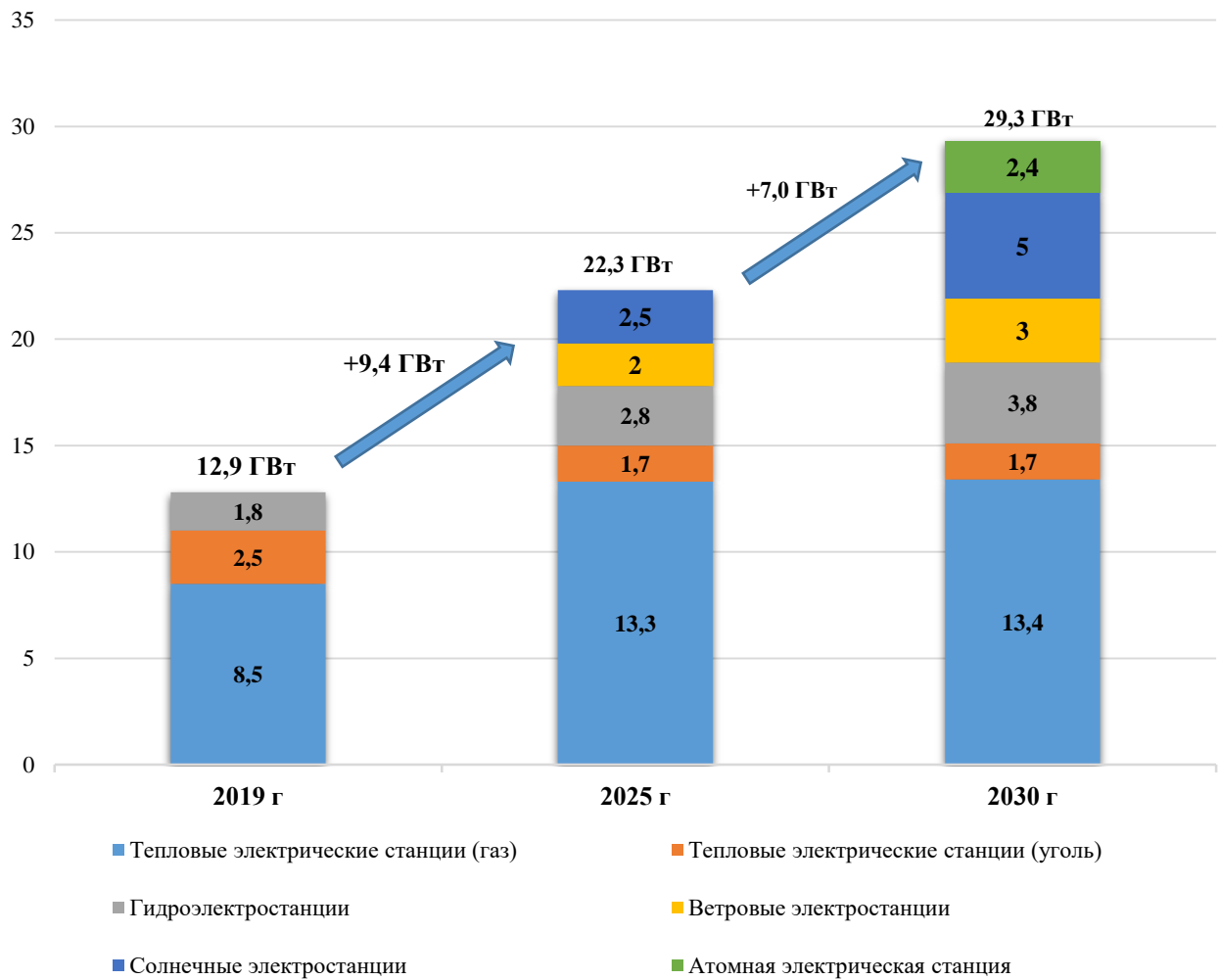


Рисунок 12 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

б) объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрдкВт.ч, в том числе:

ТЭС – 70,7 млрд. кВт.ч (58,5 процента);

ГЭС – 13,1 млрд. кВт.ч (10,8 процента);

ФЭС – 9,9 млрд. кВт.ч (8,2 процента);

ВЭС – 8,6 млрд. кВт.ч (7,1 процента);

АЭС – 18,0 млрд. кВт.ч (14,9 процента);

блок-станции – 0,6 млрд. кВт.ч (0,5 процента);

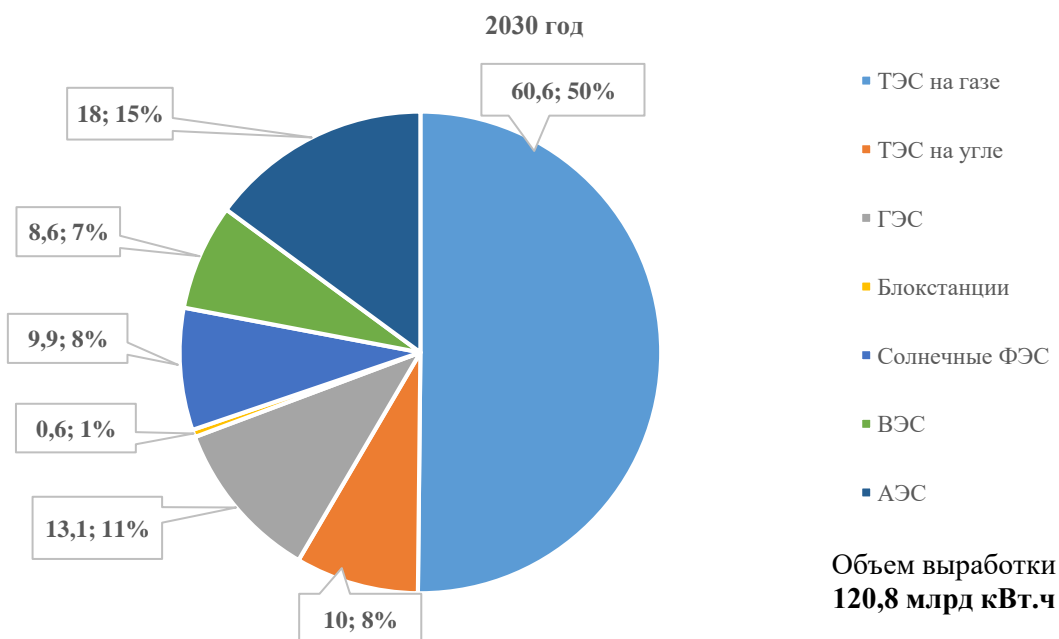
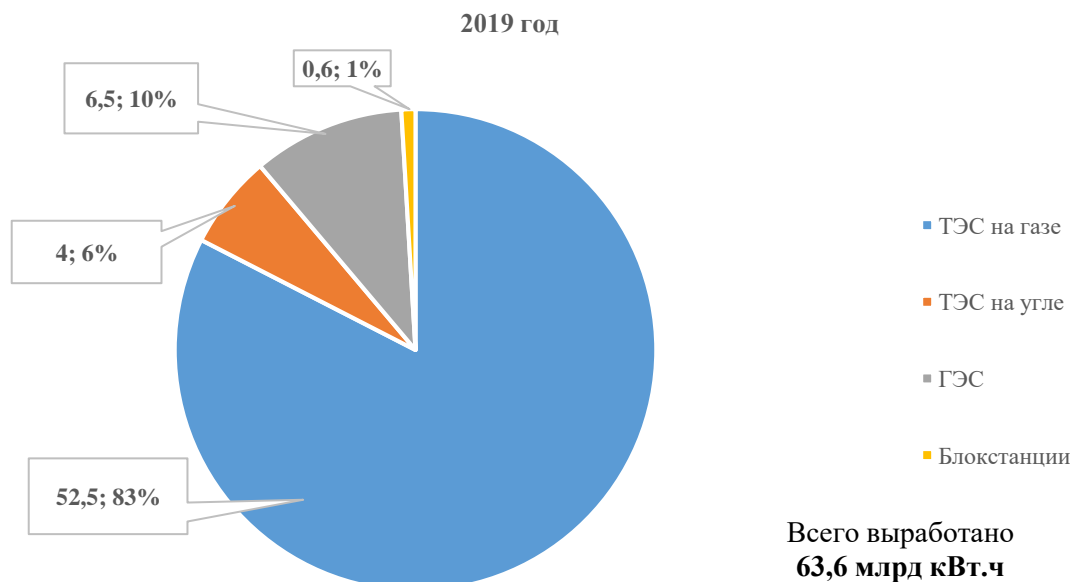


Рисунок 13 – Диаграмма изменения вырабатываемой электрической энергии в 2019 и 2030 гг., млрд кВт.ч

в) снизится расход природного газа с 16,5 млрд куб.м до 12,1 млрд.куб.м, при этом ежегодный объем сжигания угля возрастет с 4,1 млн.тонн до 8,5 млн.тонн.

№	Наименование топлива	2019 г	2025 г	2030 г
1	Природный газ (млн. м ³)	15,8	12,7	12,1
2	Уголь (млн. тонн)	3,6	8,5	8,5
3	Мазут (тыс. тонн)	204	50	50

Таблица 1 –Расход топлива при выработке электрической энергии

г) в собственности государства останутся ГЭС, АЭС и некоторые ТЭС,

а большая часть генерации будет сосредоточена в частном секторе;

д) к 2025 году потери электрической энергии при её передаче сократятся до 2,4 процента или в 1,03 раза относительно 2019 года, при распределении до 7,9 процента или в 1,51 раз ниже уровня 2019 года.

При этом, к 2030 году показатель потерь при передаче электрической энергии составит 2,35 процента или сократится в 1,05 раза относительно 2019 года, при распределении - 6,5 процентов или в 1,85 раз ниже 2019 года.

е) в рамках развития ВИЭ будут решены задачи по обеспечению доступной электрической энергией энергодефицитных регионов республики, достижению целей по улучшению экологии и повышению энергоэффективности, стимулированию развития местной промышленности, инфраструктуры и созданию рабочих мест.