**ОТЧЕТ КОМАНДЫ «ПОТЕНЦИАЛ»**

**по заданию №2 в рамках подготовки**

**Прогноза технологического развития топливно-энергетического комплекса России в контексте мировых трендов до 2030 года.**

**1. ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ**

Глобальные и региональные вызовы в рамках направления «Интеллектуальные системы электро-, тепло- и газоснабжения, интеграция различных видов энергоресурсов и средств распределенной энергогенерации» (Технологии интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid»; Распределённая генерация; Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)) представлены в табл. 1.

*Таблица 1 – Список глобальных и региональных вызовов по рассматриваемому направлению*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Направление** | **Возможные положительные последствия** | **Возможные отрицательные последствия** |
| **Технологии интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid» [5]** | 1. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.  2. Повышение эффективности управления электроэнергетическими режимами (надежность, устойчивость, гибкость и т.д.), снижение аварийности и упрощение диспетчеризации в ЕЭС России.  3. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электросетях за счет внедрения «интеллектуальных» систем коммерческого учета [11].  4. Снижение издержек электросетевых и энергосбытовых компаний (как следствие п. 4).  5. Повышение показателей качества электроэнергии и обеспечение надежного электроснабжения потребителей.  6. Развитие «интеллектуальных» технологий и рынка оборудования Smart Grid. | 1. Повышение тарифов на передачу электроэнергии ввиду высокой стоимости оборудования.  2. Повышение степени импортозависимости от развитых стран.  3. Возможность кибератак на объекты электросетевой инфраструктуры.  4. Необходимость привлечения значительных инвестиционных средств за счет кредитования, государственных субсидий и конечного потребителя.  5. Усугубление ситуации с перекрестным субсидированием в электроэнергетике и инфляция (тарифы на передачу электроэнергии будут расти более быстрыми темпами, а рост тарифов для населения будет ограничиваться государством, за что заплатят юридические лица и промышленные предприятия, которые в свою очередь повысят цену на свою продукцию). |
| **Распределённая генерация** | 1. Обеспечение энергией потребителей, изолированных от ЕЭС России.  2. Возможность создания эффективных автономных энергокомплексов и обеспечение энергонезависимости потребителей.  3. Снижение потерь электроэнергии и тепловой энергии в распределительных сетях.  4. Отсутствие необходимости в строительстве дополнительных ЛЭП до удаленных потребителей.  5. Повышение спроса на природный газ внутри РФ, что актуально ввиду нестабильной внешнеполитической ситуации.  6. Развитие конкуренции на ОРЭМ и РРЭМ (снижение конечной цены для энергопотребителя).  7. Повышение энергоэффективности за счет увеличения интегрального коэффициента использования топлива (из-за расположения генерации вблизи потребителя и снижения сетевых потерь электроэнергии).  8. Развитие экономики регионов (в особенности, изолированных от ЕЭС России)  9. Развитие рынка оборудования для малой энергетики.  10. Возможность создания «пилотных» локальных интеллектуальных энергосистем.  11. Повышение качества электроэнергии в электрических сетях.  12. Малый срок окупаемости объектов распределенной генерации. | 1. Рост степени зависимости рынка от иностранных технологий.  2. Снижение надежности работы ЕЭС России (при параллельной работе распределенной генерации с ЕЭС России).  3. Повышение токов короткого замыкания в системах электроснабжения потребителей и необходимость замены коммутационно-защитной аппаратуры.  4. Низкокачественная реализация проектов по сооружению мини-ТЭС (требования к проектированию и строительству системных электростанций значительно серьезней). |
| **ВИЭ** | 1. Повышение экологичности энергетики и снижение уровня загрязнения окружающей среды.  2. Снижение зависимости от органических источников энергии.  3. Развитие рынка энергооборудования для ВИЭ (в том числе накопителей электроэнергии).  4. Возможность использования ВИЭ как для централизованного энергоснабжения, так и для потребностей распределенной генерации. | 1. Нестабильность работы ВИЭ и их зависимость от метеоусловий [9].  2. Низкий КИУМ энергоустановок на базе ВИЭ и большие сроки их окупаемости [9, 13].  3. Снижение надежности работы ЕЭС России.  4. Рост степени зависимости от импортных технологий.  5. Рост тарифов на электроэнергию.  6. Снижение доходов государства от продажи природного газа, угля и нефти.  7. Снижение надежности систем электроснабжения потребителей.  8. Усугубление ситуации с перекрестным субсидированием в электроэнергетике и инфляция (тарифы на электроэнергию будут расти более быстрыми темпами, а рост тарифов для населения будет ограничиваться государством, за что заплатят юридические лица и промышленные предприятия, которые в свою очередь повысят цену на свою продукцию).  9. Возникновение проблем на ОРЭМ из-за неясности экономических механизмов внедрения ВИЭ. |

**2. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЛОБАЛЬНЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ В РАМКАХ ВЫБРАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ**

Для анализа влияния глобальных и региональных вызовов, представленных в разделе 1 для выбранного направления, на социально-экономическую сферу применим метод SWOT-анализа. Использование данного метода позволит идентифицировать сильные (S) и слабые стороны (W) технологий выбранного направления, возможности (O) и угрозы (T), возникающие в результате развития энергетики на его основе, а также предложить направления деятельности по эффективному использованию сильных сторон и возможностей и нейтрализации слабых сторон и угроз (табл. 2).

*Таблица 2 – Концептуальное представление SWOT-анализа*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Технология** | **Возможности (Opportunities)** | **Угрозы (Threats)** |
| **Сильные стороны**  **(Strengths)** | **Сильные стороны и возможности:**  Использование сильных сторон для реализации имеющихся возможностей. | **Сильные стороны и угрозы:**  Использование сильных сторон для нейтрализации имеющихся угроз. |
| **Слабые стороны**  **(Weaknesses)** | **Слабые стороны и возможности:**  Использование возможностей для усиления слабых сторон. | **Слабые стороны и угрозы:**  Минимизация урона от угроз и слабых сторон. |

Возможные положительные и отрицательные последствия (глобальные и региональные вызовы) при анализе с точки зрения социального и экономического подходов представлены обобщенно.

**2.1. Анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения социального подхода**

Анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения социального подхода представлен в табл. 3.

*Таблица 3 – SWOT-анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения социального подхода*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Технологии интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid»** | **Возможности:**  1. Тренд на повышение энергоэффективности электрических сетей в соответствии с госпрограммой «Энергоэффективность и развитие энергетики».  2. ПАО «Россети» и его ДЗО принадлежат государству и им поддерживаются.  3. Электроэнергетика – капиталоемкая отрасль, ее развитие является одной из приоритетных задач экономики.  4. Необходимость модернизации электросетевой инфраструктуры. | **Угрозы:**  1. Финансово-экономический кризис, отсутствие собственных инвестиционных средств в необходимом объеме.  2. Отсутствие возможности получать дешевые кредиты от западных стран.  3. Зарубежные конкуренты. |
| **Сильные стороны:**  1. Интеллектуализация и информатизация процессов передачи, распределения, потребления и учета электроэнергии. | **Сильные стороны и возможности:**  Внедрение технологического направления может быть поддержано за счет государственных финансовых средств в рамках реализуемых инвестиционных программ для выполнения целей, установленных государством в области электроэнергетики. С другой стороны, внедрение технологий Smart Grid позволит в перспективе оптимизировать процессы планирования и управления в электроэнергетике, укрепит финансовую дисциплину среди потребителей, развитие технологии позволит открыть большое количество новых рабочих мест (как среди производителей оборудования, так и среди покупателей) и привлечь дополнительные финансовые средства в бюджет для реализации государственных социальных программ. Положительной стороны для населения будет также повышение качества и надежности энергоснабжения. | **Сильные стороны и угрозы:**  Сильные стороны данной технологии могут нейтрализовать в социальном аспекте потенциальные угрозы благодаря переходу страну в «цифровую экономику». |
| **Слабые стороны:**  1. Стоимость. | **Слабые стороны и возможности:**  Высокая стоимость технологии может привести к росту тарифов потребителей, что с другой стороны может компенсироваться государственной поддержкой и средствами из государственного бюджета. | **Слабые стороны и угрозы:**  В результате высокой стоимости технологии и того факта, что электросетевой комплекс является государственной монополией (привлечение частных инвестиций затруднено), то строительство, сооружение и ввод в эксплуатацию данных объектов будет осуществляться за счет дефицитных государственных финансовых средств и повышения тарифов для потребителей, что приведет к общему росту цен, отвлечению государственных финансовых средств от реализации социальных программ и социальной напряжённости. |
| **Распределённая генерация** | **Возможности:**  1. Необходимость в энергообеспечении удаленных от ЕЭС потребителей.  2. Необходимость комбинированной выработки энергии.  3. Рост тарифов на электроэнергию и тепло.  4. Необходимость повышения энергоэффективности и надежности электроснабжения потребителей.  5. Необходимость повышения качества электроэнергии. | **Угрозы:**  1. Снижение надежности работы ЕЭС России.  2. Повышение токов короткого замыкания в системах электроснабжения потребителей.  3. Низкокачественная реализация проектов по сооружению мини-ТЭС.  4. Рост тарифов на природный газ и его недоступность в ряде мест.  5. Организационные препятствия. |
| **Сильные стороны:**  1. Высокий КПД.  2. Отсутствие протяженных ЛЭП.  3. Маневренность и гибкость.  4. Возможность работы в когенерационном и тригенерационном режимах.  5. Приемлемые экологические показатели. | **Сильные стороны и возможности:**  Социально-экономическое развитие и улучшение энергодемографических показателей на территориях, изолированных от ЕЭС России, создание новых рабочих мест в случае развития рынка технологий. | **Сильные стороны и угрозы:**  С учетом технико-эксплуатационных характеристик энергоустановки могут применяться в качестве пиковых электростанций и для интеграции ВИЭ в энергосистему контролем диспетчера, что позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы и потенциально снизить тарифы на электроэнергию, что является благоприятным аспектом с социальной точки зрения. |
| **Слабые стороны:**  1. Технические трудности. | **Слабые стороны и возможности:**  С учетом большого количества благоприятных возможностей технические трудности внедрения распределенной генерации с системы энергоснабжения не окажут серьезного влияния на социальную сферу. | **Слабые стороны и угрозы:**  Представленные угрозы и слабые стороны носят технический характер и с учетом развития науки и техники не окажут серьезного влияния на социальную сферу. |
| **ВИЭ** | **Возможности:**  1. Поддержка со стороны государства.  2. Наличие потенциальных инвесторов.  3. Усугубление экологической обстановки и увеличение налогообложения в области экологии. | **Угрозы:**  1. Менее удовлетворительные показатели конкурентоспособности на ОРЭМ в сравнении с ТЭС, АЭС и ГЭС.  2. Неблагоприятные метеоусловия.  3. Отсутствие промышленных накопителей. |
| **Сильные стороны:**  1. Экологичность.  2. Отсутствие затрат на топливо. | **Сильные стороны и возможности:**  В результате развития рынка ВИЭ с социальной точки зрения возможно улучшение экологической обстановки, создание новых рабочих мест в отрасли, решение проблемы энергоснабжения в изолированных от ЕЭС России территориях. | **Сильные стороны и угрозы:**  Применение ВИЭ достаточно перспективно в регионах, удаленных от источников органического топлива (например, Якутия) и их отличные экологические характеристики и отсутствие топливной составляющей в процессе производства электроэнергии позволит решить не только проблем энергообеспечения, но и улучшить социально-экономическую обстановку в таких регионах. |
| **Слабые стороны:**  1. Нестабильность.  2. Трудность интеграции в ЕЭС России.  3. Большие сроки окупаемости. | **Слабые стороны и возможности:**  В случае стабильной финансовой и экономической обстановки и с учетом существующей тенденции развития рынка ВИЭ государственная поддержка и государственные механизмы поддержки ВИЭ будут способствовать увеличению доли ВИЭ в энергобалансе и стабилизации экологической обстановки в РФ. | **Слабые стороны и угрозы:**  Снижение качества энергоснабжения потребителей в результате снижения надежности функционирования ЕЭС России и существенного роста тарифов для промышленных потребителей и населения, что приведет к ухудшению социальной обстановки. |

**2.2. Анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения экономического подхода**

Анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения социального подхода представлен в табл. 4.

*Таблица 4 – SWOT-анализ влияния глобальных и региональных вызовов с точки зрения экономического подхода*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Технологии интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid»** | **Возможности:**  1. Тренд на повышение энергоэффективности электрических сетей в соответствии с госпрограммой «Энергоэффективность и развитие энергетики».  2. ПАО «Россети» и его ДЗО принадлежат государству и им поддерживаются.  3. Электроэнергетика – капиталоемкая отрасль, ее развитие является одной из приоритетных задач экономики.  4. Необходимость модернизации электросетевой инфраструктуры. | **Угрозы:**  1. Финансово-экономический кризис, отсутствие собственных инвестиционных средств в необходимом объеме.  2. Отсутствие возможности получать дешевые кредиты от западных стран.  3. Зарубежные конкуренты. |
| **Сильные стороны:**  1. Энергоэффективность.  2. Эффективное управление. | **Сильные стороны и возможности:**  С учетом необходимости снижения уровня потерь электроэнергии в электрических сетях и модернизации электросетевого комплекса (в соответствии с государственной политикой) данное технологическое направление может быть востребовано для решения задач, сформулированных государством и при его поддержке. Внедрение цифровых подстанций (ПС) позволит снизить расход на собственные нужды ПС до 80%, потери в электросетевом комплексе могут снизиться на 3% (с 11-12 % до 8-9%), что позволит ПАО «ФСК ЕЭС» к 2026 году сэкономить около 3 млрд. руб. при сроках окупаемости 7-8 лет. | **Сильные стороны и угрозы:**  Финансирование проектов по созданию интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid» может осуществляться в рамках различных государственных программ и национальных проектов (таких как «Энергоэффективная подстанция») с внедрением современных средств киберзащиты, что позволит избежать резкого роста тарифов для потребителя. Поддержка отечественных производителей может быть реализована в рамках политики и программ импортозамещения. Ключевым фактором направления будет являться «Энергоэффективность» ввиду видимого экономического эффекта при внедрении технологии. |
| **Слабые стороны:**  1. Стоимость. | **Слабые стороны и возможности:**  Высокая стоимость проектов по данном направлении может быть частично субсидирована государством в рамках программы «Энергоэффективность и развитие энергетики», федеральных целевых программ, программ Минпромторга РФ и национальных проектов (например, «Энергоэффективная подстанция»). | **Слабые стороны и угрозы:**  Изготовление устройств интеллектуальной энергетики должно сопровождаться снижением их себестоимости и последующих эксплуатационных затрат на 50-80% в сравнении с текущим уровнем. |
| **Распределённая генерация** | **Возможности:**  1. Необходимость в энергообеспечении удаленных от ЕЭС потребителей.  2. Необходимость комбинированной выработки энергии.  3. Рост тарифов на электроэнергию и тепло.  4. Необходимость повышения энергоэффективности и надежности электроснабжения потребителей.  5. Необходимость повышения качества электроэнергии. | **Угрозы:**  1. Снижение надежности работы ЕЭС России.  2. Повышение токов короткого замыкания в системах электроснабжения потребителей.  3. Низкокачественная реализация проектов по сооружению мини-ТЭС.  4. Рост тарифов на природный газ и его недоступность в ряде мест.  5. Организационные препятствия. |
| **Сильные стороны:**  1. Высокий КПД.  2. Отсутствие протяженных ЛЭП.  3. Маневренность и гибкость.  4. Возможность работы в когенерационном и тригенерационном режимах.  5. Приемлемые экологические показатели. | **Сильные стороны и возможности:**  Высокая эффективность (КПД в моногенерационном режиме от 40 до 50%), возможность реализации когенерационного режима (с КПД до 90%), отличные эксплуатационные, технические и экологические характеристики наряду с развитием газопоршневых, газотурбинных и микротурбинных технологий позволяют реализовать задачи в рамках существующих возможностей. | **Сильные стороны и угрозы:**  С учетом технико-эксплуатационных характеристик энергоустановки могут применяться в качестве пиковых электростанций и для интеграции ВИЭ в энергосистему контролем диспетчера. |
| **Слабые стороны:**  1. Технические трудности. | **Слабые стороны и возможности:**  Технические трудности не носят системного и неопределимого характеров, в этой связи с учетом существующих возможностей могут быть преодолены. | **Слабые стороны и угрозы:**  Топливная проблема может решиться за счет удачного расположения энергокомплексов, а технические угрозы могут быть преодолены за счет ужесточения требований к сооружению данных объектов со стороны генерации. |
| **ВИЭ** | **Возможности:**  1. Поддержка со стороны государства.  2. Наличие потенциальных инвесторов.  3. Усугубление экологической обстановки и увеличение налогообложения в области экологии. | **Угрозы:**  1. Менее удовлетворительные показатели конкурентоспособности на ОРЭМ в сравнении с ТЭС, АЭС и ГЭС.  2. Неблагоприятные метеоусловия.  3. Отсутствие промышленных накопителей. |
| **Сильные стороны:**  1. Экологичность.  2. Отсутствие затрат на топливо. | **Сильные стороны и возможности:**  Ввиду неудовлетворительной экологической ситуации и мирового тренда на переход к «зеленой» энергетике ВИЭ будут востребованы благодаря отсутствию топливной составляющей в структуре затрат. | **Сильные стороны и угрозы:**  Внедрение ВИЭ приведет к росту цен на электроэнергию в 1,5 раза, но у предприятий появится возможность скомпенсировать этот рост за счет снижения экологических издержек и отсутствия топливной составляющей в структуре себестоимости. |
| **Слабые стороны:**  1. Нестабильность.  2. Трудность интеграции в ЕЭС России.  3. Большие сроки окупаемости. | **Слабые стороны и возможности:**  ВИЭ будут поддерживаться государством, в том числе за счет создания специальных рыночных механизмов на ОРЭМ (ДПМ ВИЭ), а инвесторы в этом случае будут заинтересованы вкладывать свои средства в их строительство ввиду гарантированности их возврата. | **Слабые стороны и угрозы:**  Стоимость на энергоустановок на базе ВИЭ за последние 8 лет снизились на 50-80% (в зависимости от технологий, эффективность которых регулярно растет), зависимость от метеоусловий может нивелироваться за счет выбора подходящего места сооружения и развития систем накопления электроэнергии. |

**3. ВЛИЯНИЕ ГЛОБАЛЬНЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ В РАМКАХ ВЫБРАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ СФЕРУ**

**A – Технологии интеллектуальных энергетических систем «Smart Grid»**

**3.1. Расширенный анализ выделенных на первом этапе ключевых технологий**

**3.1.1. Причины появления технологии**

При резком увеличении объемов потребления энергоресурсов диспетчерские управления иногда не справляются с возникающими ситуациями. Это приводит к увеличению убыток для энергетических компаний. Для решения данной проблемы были разработаны «умные сети», которые снабжены интеллектуальными решениями, для сбора и анализа огромного количества данных.

**3.1.2–3.1.3. Год появления технологии. Трансформации технологии в оборудование**

Впервые термин «умная сеть» употребляется в 2003 г. в работе Майкла Берра (Michael T. Burr) «Требования к надёжности будут управлять инвестициями в автоматизацию».

Умные сети уже появились и в России – в Москве, Санкт-Петербурге, Казани и Иркутске. Благодаря применению «умных» систем фактический уровень потерь снизился с 19% до 1%. С 1 июля 2019 года в многоквартирных домах будут устанавливаться умные счетчики коммунальных ресурсов. По опыту 2017 года установка таких счетчиков позволила снизить потери на 10-30%, минимизирую воровство электроэнергии.

**3.1.4. Суть технологии и решаемые проблемы**

**Умные сети электроснабжения** (англ. *Smart grid*) — это модернизированные сети электроснабжения, которые используют информационные и коммуникационные сети и технологии для сбора информации об энергопроизводстве и энергопотреблении, позволяющей автоматически повышать эффективность, надёжность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределения электроэнергии [25].

Термин Smart Grid предполагает не только развитие технической инфраструктуры, но и реорганизацию рынка услуг электроэнергетики. Smart Grid должны повысить качества и надежности энергоснабжения, увеличить операционную эффективность, улучшить техническое состояние энергосетевой инфраструктуры, повысить энергоэффективность.

Умные сети основываются на применении цифровой обработки данных и связи к электрической сети, это создает поток данных и управление информацией ключевыми технологиями – сеть информационных потоков контроля процессами и системами.

С точки зрения Министерства энергетики США, интеллектуальным сетям (Smart Grid) присущи следующие атрибуты [26]:

* способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
* возможность активного участия в работе сети потребителей;
* устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
* обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
* обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
* появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков;
* повышение эффективности работы энергосистемы в целом.

По мнению Европейской Комиссии, занимающейся вопросами развития технологической платформы в области энергетики, Smart Grid можно описать следующими аспектами функционирования [27]:

* *Гибкость.* Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
* *Доступность.* Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе ВЭИ с нулевым или пониженным выбросом CO2.
* *Надёжность.* Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.
* *Экономичность.* Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении Smart Grid совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Объединение нескольких систем управления и мониторинга в одну также позволяет снизить текущие и капительные расходы, улучшает защиту энергосистемы, поскольку информация со всех станций и подстанций контролируется с единого приложения.

В среднем для того чтобы система начала оправдывать капиталовложения необходимо полтора года, что говорит о среднем и долгосрочном горизонте возврата инвестиций.

**3.1.5. Компании, которые производят и применяют технологию**

Комплекс услуг по настройке «умных сетей» в России предоставила компания Schneider Electric.

**3.1.7. Следующий технологический этап развития данного технологического направления**

В перспективе будут востребованы технологии, относящиеся к 6-ому технологическому укладу [10]: цифровые подстанции [3, 4], самонесущие изолированные провода, оптоволоконные кабели, высокотемпературные и низкотемпературные сверхпроводящие линии электропередач (ЛЭП) постоянного и переменного токов, электрохимические накопители электроэнергии, релейная защита и силовая аппаратура на микропроцессорной базе, активно-адаптивные устройства управления и повышения качества электроэнергии, информационно-измерительные устройства на микропроцессорной элементной базе с высоким уровнем «цифровизации» и информатизации.

**3.2. Технологии-аутсайдеры по выбранному направлению**

«Стандартные» воздушные и кабельные ЛЭП, релейная защита и силовая аппаратура на электромеханической и полупроводниковой базе, пассивные устройства управления и повышения качества электроэнергии.

**B – Распределённая генерация**

**3.1.1. Причины появления технологии**

Технологии распределенной генерации не новы: в конце XIX в. – начале XX в. все потребности в энергии, включая отопление, охлаждение, освещение и т.п., удовлетворялись в непосредственной близости от использования ввиду отсутствия крупных электростанций централизованного энергоснабжения и объединенных энергосистем.

**3.1.2–3.1.3. Год появления технологии. Трансформации технологии в оборудование**

Технический прогресс, экономические факторы и нормативно-правовая база, поддерживающая централизованную энергетику, способствовали росту крупных электростанций. Однако, первая электростанция Перл-Стрит Томаса Эдисона, введенная в эксплуатацию в сентябре 1882 г. в Нью-Йорке и использовавшая поршневые двигатели, являлась распределенной электрической системой постоянного тока, которая удовлетворяла потребности близлежащих потребителей. Так, еще в 1900 г., вся вырабатываемая электроэнергия приходилась на распределенную генерацию.

Но развитие промышленности, строительство более крупных электростанций и передача электроэнергии по высоковольтным линиям электропередачи для крупных потребителей потребовали новых открытий в области технологии переменного тока. Передача электроэнергии на переменном токе позволяла обеспечивать электроснабжение потребителей на большом удалении от электростанции, а также строительство более крупных электростанций позволило снизить стоимость производимой электроэнергии. Эпоха централизованного электроснабжения шла полным ходом, и технологии распределенного электроснабжения были направлены на обеспечение резервного и труднодоступного питания. К 1950 году суммарная мощность источников распределенной генерации составляли менее 10% от общей мощности.

Однако технологии не стоят на месте. Современные достижения науки позволили разработать новое поколение распределенных источников электроснабжения, способных конкурировать по стоимости и производительности с централизованными электростанциями, но в гораздо меньшем объеме.

Таким образом, мировую историю энергетики можно разделить на три фазы:

* Эра распределенной генерации (1890–1910 гг.);
* Эра централизованной генерации (1910–2000 гг.);
* «Объединённая генерация» (2000 – настоящее время).

В отличие от предыдущих эпох, когда, либо распределенные, либо центральные энергосистемы доминировали, сегодняшняя Эра интегрированных энергосистем характеризуется сочетанием центральной и распределенной генерации, которые могут работать изолированно или вместе в рамках единой энергетической сети.

**3.1.4. Суть технологии и решаемые проблемы**

Безусловно, основными движущими факторами распределенной генерации является повышающаяся производительность и снижающаяся из года в год стоимость технологий и самих устройств. Так, согласно [28] стоимость небольших фотоэлектрических систем за 1 Вт снизилась с 76$ в 1977 г.до 0,3$ в 2015 г., т.е. даже не учитывая инфляцию и изменение курса доллара, снижение стоимости составляет более 250 раз, и с каждым годом эта динамика сохраняется. То же можно сказать и о КПД солнечных панелей. Согласно [29] КПД различных типов вырос в среднем в 2-4 раза за последние 40 лет. В области ветровой энергетики наблюдается схожая картина. Например, за последние 10 лет цена на ветряки снизилась в среднем от 20 до 40% [30].

Современные технологии позволяют повышать КПД мини-ТЭЦ выше 90% за счет когенерации и тригенерации [31], а также использовать биотопливо для производства электроэнергии.

Кроме основных факторов, связанных с повышением КПД и снижением стоимости на установки распределенной генерации, также существует ряд дополненных факторов, способствующих росту распределенной генерации:

* постоянный рост тарифов на энергоресурсы, обусловленный, в том числе, высоким значением потерь тепловой (до 70%) и электрической энергий (12%) в системах их транспортировки;
* трудность техприсоединения к электросетям, плата за которое эквивалентна стоимости проекта по строительству и вводу в эксплуатацию электростанции такой же установленной мощности;
* низкое качество потребляемой из сетей электроэнергии;
* высокая степень зависимости потребителя от поставщика электроэнергии и надежности функционирования централизованной энергосистемы, имеющей высокий уровень морального и физического износа своей инфраструктуры, что неудовлетворительно сказывается на энергобезопасности потребителя;
* наличие в РФ обширных территорий неохваченных ЕЭС и, как следствие, изолированных энергосистем;
* необходимость в утилизации попутного нефтяного газа.

**Когерационные и тригенерационные установки (мини-ТЭС и мини-ТЭЦ)**

Являются по сути версией ТЭС и ТЭЦ, применяемых при централизованном электроснабжении, однако меньшей по размеру и мощности, а также отличаются комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для потребителей. Мини-ТЭЦ базируются на поршневых и газотурбинных двигателях. Основными преимуществами применения мини-ТЭЦ по сравнению с традиционными паротурбинными ТЭЦ являются снижение потерь при передаче электроэнергии и тепла за счет сокращения расстояния до потребителя, возможность оперативного регулирования мощности установки в зависимости от нагрузки, использование множества типов топлива: природный газ, биологически производные газы или газифицированные твердые вещества, такие как уголь или биомасса. История создания газовых турбин берет начало в 19 веке. Чарли Гордон Кертис получил патент на газовые турбины в 1899 году в США. В 1905 году были построены работающие на керосине две газовые турбины французскими инженерами. Когенерация использовалась в мире уже более 100 лет назад. Томас Эдисон использовал когенерацию на первой в мире коммерческой электростанции, в последствии когенерация стала неотъемлемой частью при строительстве электростанций. Однако, по мере того как производство электроэнергии все больше носило централизованный характер, когенерация отходила на задний план.

В последние десятилетия вопросы когенерации и тригенерации были поставлены вновь в виду увеличения доли распределённой генерации. Применение этих технологий позволяет увеличить КПД мини-ТЭЦ до 90% и выше. В виду развития возобновляемых источников электроэнергии, возможно использование мини-ТЭЦ в качестве дополнительного и резервного источника питания для микроэнерго систем. Среди зарубежных производителей мини-ТЭЦ выделяются GE, Siemens, 2G, MWM, MAN, MTU. Среди российских производителей можно выделить ООО «Завод ПСМ» и «Газовые Электростанции».

Перспективным направлением по обеспечению качественного и экономичного энергоснабжения энергопотребителей является использование собственных генерирующих мощностей на основе высокоэффективных энергоустановок, использующих органическое топливо. Широкое и разнообразное применение в современной электроэнергетике и промышленности (табл. 5) находят энергоустановки, функционирующие в составе ТЭС на доступных органических видах топлива (газообразное, жидкое и твердое) [2, 10]:

* паротурбинные установки (ПТУ);
* газотурбинные (ГТУ) и микротурбинные установки (МТУ);
* парогазовые установки (ПГУ);
* энергоустановки на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС): дизель-генераторные установки (ДГУ) и газопоршневые установки (ГПУ).

*Таблица 5 – Области применения ПТУ, ГТУ, МТУ, ПГУ и установок на базе ДВС в электроэнергетике и промышленности [2]*

|  |
| --- |
| **Большая энергетика (установленная мощность ТЭС свыше 30 МВт) [134]** |
| Основные электростанции для большой энергетики |
| Пиковые электростанции для оптимизации режимов работы энергосистемы |
| Мобильные электростанции |
| Резервные и аварийные источники энергоснабжения |
| **Малая энергетика (установленная мощность ТЭС до 30 МВт) [134]** |
| Основные источники энергоснабжения для «малой» энергетики:  - Полностью автономное энергоснабжение потребителей, находящихся в рамках ЕЭС России;  - Полностью автономное энергоснабжение потребителей, находящихся в изолированных от ЕЭС России территориях;  - Энергоснабжение потребителей параллельно с ЕЭС России. |
| Резервные и аварийные источники энергоснабжения |
| Мобильные электростанции |
| Специализированные источники электроснабжения автономных объектов (самолеты, транспорт и т.д.) |

**ПТУ** – энергетическая установка, непрерывно преобразующая потенциальную энергию рабочего тела в механическую энергию вращающегося ротора паровой турбины. Неотъемлемыми элементами ПТУ являются источник пара (энергетический котел), паровая турбина, конденсатор и питательный насос. Электрический КПД современных ПТУ является одним из самых низких среди рассматриваемых ТЭС и находится в диапазоне от 7 до 39%, что особенно проявляется при использовании маломощных ПТУ. При этом в данных энергоустановках сильно проявляется зависимость КПД от климатических условий и загрузки, что делает их крайне неэффективными в режимах резкопеременных нагрузок. Кроме того ПТУ являются низкоманевренными и инерционными энергоустановками, имеющими сложные конструкционные элементы и особенности (наличие парового котла, система водоснабжения и т.д.). При эксплуатации ПТУ в когенерационном режиме их эффективность может достигать 80%, что свойственно установкам средней и высокой мощности [10]. Плюсами ПТУ является то, что они могут функционировать на любом органическом топливе без предъявления серьезных требований к нему (мультитопливны), имеют высокий общий ресурс, широкий диапазон мощностей, в них отсутствует необходимость частых остановов на техническое обслуживание.

**ГТУ** – энергетическая установка, конструктивно объединенная совокупность газовой турбины, электрического генератора, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств: пусковое устройство, компрессор, теплообменный аппарат или котел-утилизатор для подогрева сетевой воды для промышленного снабжения. Электрический КПД современных ГТУ составляет 33-40%, а соотношение производимой электрической энергии к тепловой энергии в режиме когенерации у ГТУ составляет ~1:2 [10]. В ГТУ отсутствует паровой котел (топливо сжигается в камере сгорания), конденсатор и система технического водоснабжения, нет необходимости использовать масло в большом количестве как в ГПУ, что делает энергоустановку компактной и упрощает ее доставку (железнодорожным или автомобильным транспортом) на объект. В ГТУ обеспечивается более высокая маневренность, чем в ПТУ за счет малой металлоемкости, быстрого прогрева и охлаждения элементов турбины [10]. ГТУ имеют недостатки, присущие ПТУ (зависимость КПД от внешних условий и степени загрузки), так и «собственные»: невысокая экономичность, обусловленная высокой температурой уходящих газов, серьезные требования к качеству потребляемого топлива [10]. Все это определяет возможность применения ГТУ в виде основных, пиковых и мобильных электростанций. При этом потенциально широкое применение при электроснабжении автономных объектов на микромощностях (до 100 кВт) могут найти МТУ.

**ПГУ** – это энергетическая установка, в которой тепловая энергия уходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле [15]. Электрический КПД современных высокомощных бинарных ПГУ с котлом-утилизатором превышает 60% (данный тип бинарных ПГУ является наиболее широко применяемым) [12]. При этом в маломощных ПГУ, в бинарных ПГУ иных типов (сбросного типа, с вытеснением регенерации, с высоконапорным парогенератором) и монарных ПГУ КПД снижается до 40-45% [10]. ПГУ появились при совмещении положительных качеств ГТУ и ПТУ и является типом ТЭС с наиболее высоким КПД в конденсационном режиме из промышленно эксплуатируемых в настоящее время. Они могут работать на жидком, твердом и газообразном видах топливах в широких диапазонах мощностей с достаточно высокой маневременностью и экономичностью [16]. В ПГУ отсутствуют паровой котел сложной конструкции, используется более простая паровая турбина и меньшая система технического водоснабжения в сравнении с ПТУ, при этом они быстро вводятся в эксплуатацию при относительно небольшой стоимости, могут применяться при модернизации существующих ТЭС и являются наиболее экологически чистыми ТЭС [15].

**ГПУ** – энергоустановка, состоящая из электроагрегата (электроагрегатов) с двигателем внутреннего сгорания, устройств управления и распределения электрической энергии и оборудования, необходимого для обеспечения автономной работы и для электроснабжения потребителей в зависимости от назначения электростанции [17]. Электрический КПД современных ГПУ составляет ~41-50%, а соотношение выдачи двух видов энергий при работе ГПУ в номинальном режиме – 1:1 [10]. Конструктивные особенности ГПУ позволяют располагать ее в помещении энергоцентра (в контейнерном или неконтейнерном исполнениях) как с кожухом шумопоглощения, так и без него. При инсталляции ГПУ не возникает проблем, и они имеют очень малую зависимость от температуры окружающего воздуха по сравнению с аналогами. Необходимое для них давление газа являются нормой для большинства российских газопроводов, а при поставках ГПУ на объекты с низким давлением в комплект поставки включается небольшой и дешевый дожимной компрессор [10, 17].

Явные преимущества ГПУ над своими аналогами заключаются в следующем [10]:

* Газопоршневой ДВС может запускаться и останавливаться неограниченное количество раз при малом времени запуска (5 минут), не ухудшая свой ресурс;
* Высокий и постоянный электрический КПД и низкий удельный расход топлива на всем интервале рабочих температур и на больших высотах над уровнем моря на всем диапазоне допустимых нагрузок;
* Модульная газопоршневая электростанция (ГПЭС) обеспечивает наивысший КПД на частичной нагрузке;
* Высокий проектный срок службы;
* Низкие эксплуатационные затраты и капиталовложения благодаря минимальным эксплуатационным рискам.

КПД современных ДГУ соизмерим с КПД ГПУ, однако, выбросы NOх этих энергоустановок более чем на порядок выше, чем у ГПУ. Поэтому из-за экологических соображений и высокой стоимости дизельного топлива, применение ГПУ как основного источника энергии предпочтительнее, чем ДГУ, которые используются либо в тех местах, где не подведен природный газ либо в качестве резервного энергоисточника.

В табл. 6 представлено сравнение энергоустановок малой мощности на базе их основных показателей. По результатам анализа составлена табл. 7, в которой приведены недостатки и преимущества каждой из генерирующей установки перед аналогами из рассматрвиаемого перечня. Стоить отметить, что превосходство одной энергоустановки над другой зависит от ряда технических, эксплуатационных, сервисных, экономических факторов и особенностей реализации конкретного проекта (например, КПД ПГУ малой мощности ниже, чем КПД высокомощных ПГУ, что делает их менее конкурентоспособными в мощностном диапазоне до 30 МВт в сравнении с аналогами) [10].

*Таблица 6 – Сравнение энергоустановок при принятой номинальной электрической мощности 10 МВт [10]*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **ГТУ** | **ПТУ** | **ПГУ** | **ГПУ** | **МТУ** | |
|  |  |  | Описание: Caterpiller |  | |
| **1** | **Технико-эксплуатационные показатели** | | | | | |
| **Мощность единичной установки, МВт** | 1-300 | 1-1000 | 1-500 | 0,02-50 | 0,015-1 | |
| **Электрический КПД, %** | 22-39 | 7-39 | 45-64 | 40-50 | 23–35 | |
| **Общий КПД, %** | 80-90 | 60-80 | 80-90 | 85-90 | 65-90 | |
| **Соотношение электричество/тепло** | 1/2 | 1/1,25 | 1/1 | 1/1,5 | 1/1,4…2,0 | |
| **Возможности использования утилизированной теплоты выхлопных газов** | На производство пара для выработки электроэнергии, холода, опреснения воды и т.д., на нагрев воды до температуры 150 ºС | На производство пара для выработки электроэнергии, холода, опреснения воды и т.д., на нагрев воды до температуры 150 ºС | На производство пара для выработки электроэнергии, холода, опреснения воды и т.д., на нагрев воды до температуры 150 ºС | Только на нагрев воды до температуры не выше 115 ºС | На производство пара для выработки электроэнергии, холода, опреснения воды и т.д., на нагрев воды до температуры 150 ºС | |
| **Влияние температуры наружного воздуха на количество утилизированной теплоты** | При снижении температуры воздуха количество теплоты при наличии регулируемого лопаточного аппарата почти не уменьшается, при его отсутствии – уменьшается | При снижении температуры воздуха количество теплоты уменьшается | При снижении температуры воздуха количество теплоты при наличии регулируемого лопаточного аппарата почти не уменьшается, при его отсутствии – уменьшается (для газотурбинной части) | Практически не влияет | При снижении температуры воздуха количество теплоты при наличии регулируемого лопаточного аппарата почти не уменьшается, при его отсутствии – уменьшается | |
| **Зависимость КПД температуры окружающего воздуха** | КПД сильно падает при большом изменении температуры окружающей среды | При изменении температуры окружающей среды, КПД уменьшается | ГТУ работает при отрицательных температурах наружного воздуха экономичнее, КПД всей ПГУ в целом относительно низок из-за плохой утилизации теплоты уходящих газов. При положительных температурах ситуация обратная. Из-за того, что мощность ГТУ зимой больше, мощность всей ПГУ в целом также выше | КПД стабилен | КПД сильно падает при большом изменении температуры окружающей среды | |
| **Общий моторесурс, ч** | 100000-200000 | 320000-400000 | 100000-200000 | 200000-400000 | 100000-250000 | |
| **Моторесурс до капремонта, ч** | Через 30000-60000 часов, выполняется на специальном заводе | Через 80000-100000 часов, выполняется на специальном заводе | Через 30000-60000 часов, выполняется на специальном заводе | Через 60000-120000 часов, выполняется на месте установки | 40000-60000 | |
| **Интервал остановов на техническое обслуживание, ч** | Останов после каждых 2000 часов работы | Останов после каждых 8000 часов работы | Останов после каждых 2000 часов работы | Останов после 1000-2000 часов работы | 8000 | |
| **Количество пусков, шт.** | Не ограничено | Не ограничено | Не ограничено | Не ограничено | Не ограничено | |
| **Влияние кол-ва пусков на моторесурс** | 100 пусков уменьшают ресурс на 500 ч | 100 пусков уменьшают ресурс на 500 ч | 100 пусков уменьшают ресурс на 500 ч | Не влияет на сокращение моторесурса | 100 пусков уменьшают ресурс на 500 ч | |
| **Удельный расход масла, г/кВт·ч** | 0,05 | - | - | 0,3…0,4 | - | |
| **Мобильность на нагрузку, %** | 3–120 | 3–120 | 3–120 | 40-110 | 0-100 | |
| **Время выхода на номинальный КПД, мин.** | 15-25 | 35-50 | 50-55 | 5-6 | 10-20 | |
| **Снижение КПД при уменьшении нагрузки на 50%, %** | 50 | 50 | 50 | 3-10 | 50 | |
| **Необходимость компрессора и дополнительного оборудования** | Минимальное рабочее давление газа на входе - 12 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а так же оборудование для запуска турбины | Минимальное рабочее давление пара на входе - 25 бар, требует пар высокого давления, либо дожимной компрессор, требуется оборудование для запуска турбины | Минимальное рабочее давление смеси на входе - 12 бар, необходимо высокое давление на входе в турбину, либо дожимной компрессор, требуется оборудование для запуска турбины | Не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе - 0,01…0,35 бар | Минимальное рабочее давление газа на входе – 5,2 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а также АКБ | |
| **Ремонтопригодность** | -ремонт производится на специальных заводах  -затраты времени и средств на транспортировку, центровку и т.д. | -ремонт производится на специальных заводах  -затраты времени и средств на транспортировку, центровку и т.д. | -ремонт производится на специальных заводах  -затраты времени и средств на транспортировку, центровку и т.д. | -ремонт производится на месте  - ремонт требует меньше времени | -ремонт производится на месте  - ремонт требует меньше времени | |
| **Обслуживающий персонал, чел.** | 10-15 | 10-15 | 10-15 | 5-7 | 1 | |
| **2** | **Массогабаритные показатели** | | | | | |
| **Удельная масса энергоблока, кг/кВт** | 10-11 | 14-22 | 7-10 | 22-23 | | 15,8-18,0 |
| **3** | **Стоимостные показатели** | | | | | |
| **Стоимость установленной мощности, $/кВт** | 1000-1400 | 1300 | 600-900 | 400-1000 | | 1500-3000 |
| **Стоимость капитального ремонта** | 30-40% от начальных капитальных вложений | 20-30% от начальных капитальных вложений | 30-50% от начальных капитальных вложений | 60-70% от начальных капитальных вложений | | 30-40% от начальных капитальных вложений |
| 4 | **Экологические показатели** | | | | | |
| **Выброс вредных веществ при 15% O2** | <50 ppm NOх  <75 ppm CO | <50 ppm NOх  <20 ppm CO | <15 ppm NOх  <42 ppm CO | <185 ppm NOх  <107 ppm CO | | <4 ppm NОx  <15 ppm CO |
| **Уровень шума, Дб** | 65–85 | 70-80 | 75-85 | 80-90 | | 60 |

*Таблица 7 - Преимущества и недостатки энергоустановок малой мощности [10]*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ГТУ** | | **ПГУ** | | **ПТУ** | | **ГПУ** | |
| Преимущества | Недостатки | Преимущества | Недостатки | Преимущества | Недостатки | Преимущества | Недостатки |
| * малый удельный вес; * компактность установки; * недорогой ремонт; * простота транспортировки; * легкость мон­тажа; * высокая маневренность, определяемая малым уровнем давления; * требует мини­мального расхода воды; * низкий расход масла. | * относительно низкий КПД; * резкое падение КПД при снижении нагрузки; * КПД сильно падает при большом изме­нении температуры окружающей среды; * небольшой срок службы; * невозможность использования в них низкосортных топлив; * единичная мощность газо­турбинной установки ограничена. | * самый высокий КПД; * низкий уровень выбросов оксидов CO и NOx в атмосферу; * низкая стои­мость единицы установленной мощности; * короткие сроки возведения (9-12 месяцев); * широкий диапазон мощностей. | * длительное время выхода на номинальный КПД; * высокое зна­чение удельной массы; * сезонные ограничения мощности; * максимальная произво­дительность в зимнее время. * необходимость осуществлять фильтрацию воздуха, используемого для сжигания топлива. | * минимальные выбросы оксидов CO и NOx в атмосферу; * низкий уровень шума при работе; * малые габариты и малый вес установки при больших мощностях; * высокая еди­ничная мощность; * широкий диа­пазон мощностей; * внушительный ресурс паровых турбин. | * невысокий КПД на малых мощностях; * максимальное время выхода на номинальный КПД; * высокая стоимость установки; * дорогостоящий ремонт паровых турбин; * высокая инерционность паровых устано­вок (долгое время пуска и останова). | * высокий КПД; * минимальное время выхода на номинальный КПД; * возможность эффективно работать на частичных резкопеременных нагрузках, многопрофильность и гибкость в эксплуатации; * в большинстве случаев ремонт на месте; * развитая система сервисов; * высокий моторесурс; * приспособленность к российским климатическим условиям; * некритические требования к давлению природного газа; * отличные показатели технической готовности. | * высокие выбросы оксидов CO и NOx в атмосферу; * высокий уровень шума при работе; * высокое значение удельной массы; * необходимость более частых ТО и замены запчастей; * потребность в замене масла; * невозможность работать при коэффициенте загрузке меньше 0,4 свыше 6 часов; * потребность в замене масла и использовании воды для отводы тепла от двигателя. |

**3.1.5. Компании, которые производят и применяют технологию**

Широкое и разнообразное применение в современной электроэнергетике и промышленности находят энергоустановки, функционирующие в составе ТЭС на доступных органических видах топлива (газообразное, жидкое и твердое): газопоршневые (ГПУ), газотурбинные (ГТУ) и микротурбинные установки (МТУ) [1, 2, 6, 7, 10, 14].

Основные производители представленных энергоустановок приведены в табл. 8.

*Таблица 8 – Основные производители ГПУ, МТУ и ГТУ*

|  |  |
| --- | --- |
| **ГПУ** | **ГТУ и МТУ** |
| Caterpillar  Cummins Power Systems  GE Power  Mitsubishi Heavy Industries Engine & Turbocharger  Niigata Power Systems  Rolls-Royce Power Systems  Yanmar  Siemens Reciprocating Engines  Wärtsilä | Ansaldo  Aviadvigatel  Capstone  GE Oil & Gas  GE Power  Kawasaki Heavy Industries  Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS)  Siemens  Solar Turbines  Vericore Power Systems  Zorya-Machproekt |

**ГПУ**

Согласно информации, представленной в табл. 8, на отечественном рынке среди российских изготовителей ГПУ (табл. 9) отсутствуют производители генерирующих установок с номинальной электрической мощностью более 4 МВт (подразумевается выпуск только собственных агрегатов без применения двигателей иностранного производства). Поэтому для энергопотребителя, которому необходимы б*о*льшие мощности, существуют следующие варианты:

* приобретение оборудования необходимой мощности иностранных производителей напрямую или посредством дилеров/дистрибьюторов;
* приобретение «гибридного» оборудования (часть элементов системы (например, двигатель) может быть иностранного производства, а часть (например, генератор) – отечественного) через российских производителей;
* приобретение нескольких установок российского производства, работающих в параллели и генерирующих необходимую мощность.

*Таблица 9 – Основные российские производители ГПУ*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компания | Диапазон мощностей, кВт | Двигатель | Генератор |
| 1 | ОАО «Барнаултрансмаш» | 125-500 | Собственное производство | Собственное производство |
| 2 | ОАО «Волжский дизель им. Маминых» | 60-3859 | Собственное производство, Caterpillar, Cummins, MTU | Собственное производство, Leroy Somer, Stamford, Marathon |
| 3 | ОАО «Звезда-Энергетика» | 220-1750 | Собственное производство, Cummins, MVM (принадлежит Caterpillar), MTU Onsite Energy | Собственное производство, Waukesha |
| 4 | ОАО «РУМО» | 500-1750 | Собственное производство, Cummins | Собственное производство, Cummins |
| 5 | ХК ОАО «НГ-Энерго» | 315-8550 | Собственное производство, MAN, GE Jenbacher, Cummins, Rolls-Royce, MVM (принадлежит Caterpillar) | Собственное производство, Waukesha |
| 6 | ПГ «Генерация» | 125-3859 | Собственное производство, Caterpillar, Cummins, CHIDONG | Собственное производство, Cummins |

Перечень основных зарубежных производителей, имеющих опыт реализации комплексных проектов по строительству, вводу в эксплуатацию и дальнейшему сервисному обслуживанию ГПУ на территории РФ, представлен в табл. 10.

*Таблица 10 – Основные производители ГПУ на мировом рынке*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Страна** | **Компания** | **Диапазон мощностей при cosφ=1,0, кВт** |
| 1 | США | Caterpillar Inc (включая приобретенные FG Wilson, MWM GmbH, Perkins) | 70-6720 |
| 2 | Cummins Inc | 20-2000 |
| 3 | Waukesha Engine Dresser Inc | 65-3480 |
| 4 | Германия | MAN Diesel & Turbo SE | 47-18900 |
| 6 | MTU Onsite Energy GmbH (Tognum Group) | 120-2145 |
| 7 | Австрия | GE Energy Jenbacher gas engines | 300-9500 |
| 8 | Япония | Mitsubishi Heavy Industries Ltd. | 305-5750 |
| 9 | Великобритания | Rolls Royce Power Engineering Plc (Power Generation) | 1190-8550 |
| 10 | Финляндия | Wartsila Finland Oy | 4000-19000 |
| 11 | Словакия | Elteco a.s.  (двигатели – Lombardini, Perkins, Volvo Penta, Iveco, MTU) | 6,9-2700 |
| 12 | Чехия | TEDOM s.r.o. | 7-3800 |
| 13 | Испания | Guascor S.A. | 140-1204 |

Стоит отметить, что политика компаний, в сфере сбыта своих услуг и продукции, а также в области взаимоотношений с заказчиками, дилерами, подрядчиками и другими контрагентами отличается и имеет основные направления, представленные в табл. 11.

*Таблица 11 – Характеристика маркетинговой политики производителей ГПУ на территории РФ*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Вид сбытовой политики** | **Характеристика сбытовой политики** | **Пример компании** |
| 1 | Комплексный подход к реализации проектов и самостоятельный сбыт | Одновременно предлагается широкий ассортимент услуг (проект «под ключ»):   * пэкиджирование; * предпроектное обследование; * производство и поставка оборудования; * ТЭО; * финансирование проектов; * выполнение ПИР, СМР и ПНР; * обучение персонала; * сервисное обслуживание. | Wartsila Finland Oy |
| 2 | Представительство инжиниринговыми компаниями | Иностранная компания представлена в РФ различными инжиниринговыми компаниями | MTU Onsite Energy GmbH представлена в РФ международной инжиниринговой компанией ООО «ВАДО ИНЖИНИРИНГ» |
| 3 | Гибкая политика | Сбытовая деятельность осуществляется как самостоятельно, так и через нескольких дистрибьюторов | GE Energy Jenbacher gas engines |
| 4 | Сотрудничество с дилерами | Компания имеет на территории страны официальных дилеров, через которых осуществляет сбыт своей продукции | TEDOM s.r.o. и Caterpillar Inc имеют ряд дилеров в РФ (территория страны поделена между ними), с которыми сотрудничает более 10 лет |
| 5 | Локализация производства | Привлечения российских компаний специализирующихся на выпуске автономных источников питания к использованию своих агрегатов | Cummins Inc, Caterpillar Inc |
| 6 | Сотрудничество с иностранными компаниями | Данный вид политики характерен для отечественных компаний, которые уступают иностранным конкурентам по уровню своей продукции | См. табл. 4.1 |

Некоторые компании на практике осуществляют сочетание нескольких маркетинговых политик одновременно, например, ряд участников рынка предлагают услуги по аренде генерирующего оборудования, сотрудничая при этом с дилерами и осуществляя комплексные проекты «под ключ».

Ведущими игроками российского рынка являются GE Energy Jenbacher gas engines, Caterpillar Inc, Cummins Inc, ОАО «Звезда-Энергетика» и Wartsila Finland Oy, на долю которых приходится более ¾ совокупной установленной мощности ГПУ в РФ.

Ведущими отечественными компаниями, которые предлагают свои услуги по продаже и строительству ГПЭС, являются ОАО «Звезда-Энергетика» (7-8%) и ОАО «РУМО» (<2%), на долю которых приходится около 10% российского рынка. Успех ОАО «Звезда-Энергетика» в конкурентной борьбе по сравнению с остальными российскими производителями вызван тем, что данная компания активно и успешно сотрудничает с ведущими иностранными изготовителями ГПУ и отечественными потребителями (ОАО «Газпром», ОАО «НК «Башнефть» и т.д.), предлагая комплексные инженерные решения для ведущих отраслей экономики РФ.

В целом же незначительная доля отечественных компаний в структуре российского рынка ГПУ объясняется тем, что они не ориентированы на интенсивно развивающиеся сегменты рынка (установленная электрическая мощность свыше 1 МВт), а сконцентрированы в диапазоне мощности до 1 МВт, часто используя в своих проектах иностранное оборудование. К тому же ведущие иностранные компании имеют более широкую линейку производимых ГПУ (это обеспечивает лучшую эксплуатационную гибкость в глазах потенциального потребителя при рассмотрении возможности реализации проекта), реализуют более эффективную маркетинговую стратегию и предоставляют более качественный сервис, уделяя гораздо больше внимания информационному освещению своей деятельности, повышая узнаваемость своего бренда. С другой стороны явным преимуществом отечественных производителей является итоговая низкая стоимость проекта по строительству и вводу ГПУ в эксплуатацию и то, что некоторые производители могут оказывать ремонтные и иные сервисные услуги только в своих странах, а не на месте непосредственной эксплуатации установок.

Несмотря на то, что на отечественном рынке, как правило, востребованы небольшие мощности, мировой тренд использования ГПУ движется в сторону увеличения единичной мощности данных агрегатов (ГПУ компании Wartsila Finland Oy на базе двигателя 18V50SG имеет установленную мощность 18,320 МВт, а самая крупная ГПЭС Сангачал, расположенная в Азербайджане, имеет установленную мощность 308 МВт) и увеличения электрического КПД (на данном этапе он достигает 49-50%).

**ГТУ**

На российском рынке ежегодный рост заказов на ГТУ составляет около 25 %, на зарубежном также отмечен повышенный рост заказов. В настоящее время в мире эксплуатируются более 30 тысяч промышленных ГТУ общей мощностью около 1500 ГВт. Ежегодно вводится в среднем 300–400 промышленных ГТУ.

Около 50 % российского рынка ГТЭС принадлежит зарубежным производителям ГТУ. На зарубежных рынках положение российских производителей ГТУ весьма скромное, они занимают 1 % рынка. Данная ситуация обусловлена негативными тенденциями в экономике РФ в 1990-ых гг., что стало существенным преткновением развития российских газотурбинных технологий. В результате в настоящее время отечественные производители ГТУ отстают от зарубежных аналогов по эффективности, экологии и надежности непосредственно ГТУ, а также в сфере организации сервиса и маркетинга.

Важной тенденцией на рынке ГТУ является консолидация активов крупнейших производителей: General Electric (приобретен Alstom), Siemens (приобретены Rolls-Royce, Dresser-Rand Group), Mitsubishi Hitachi Power Systems (приобретены Pratt & Whitney Power System, Turboden).

Ведущие российские производители ГТУ ориентированы, прежде всего, на небольшие мощностные диапазоны (до 25-30 МВт), где за счет невысоких цен могут конкурировать с импортными аналогами. После ухода Силовых Машин с рынка ГТУ доминирующее положение занимают General Electric и Siemens доминирующее положение в мощностных диапазонах свыше 100 МВт и применяются для нужд «большой» энергетики (в частности, для сооружения энергоэффективных парогазовых энергоблоков).

**МТУ**

Среди ведущих компаний-производителей МТУ можно выделить Capstone, Opra, Turbec, Calnetix, Honeywell Power Systems, Ingersoll Rand, Toyota, Honda и Bowman. На российском рынке представлены всего 4 торговые марки турбин малой мощности: Capstone Turbine Corporation (США), Calnetix Power Solution (США, в 2010 г. предприятие было куплено Capstone Turbine Corp.), Turbec (Швеция) и Ingersoll Rand (США), которые сейчас также продаются под торговой маркой FlexEnergy.

При этом более 80 % рынка МТУ на постсоветском пространстве принадлежит Capstone. Такое распределение объясняется, в первую очередь, уникальными потребительскими свойствами оборудования Capstone (на его разработку Capstone Turbine Corporation потратила порядка 10 лет и около 200 млн долл., получено более 100 патентов), над разработкой которого трудились ведущие американские специалисты по заказу NASA и крупных транснациональных корпораций США:

* широкий модельный ряд и мощностной диапазон (10-1000 кВт) с возможностью сооружения модульных ТЭЦ мощностью несколько десятков МВт;
* более высокий электрический КПД (до 35% против 29-32%) и КПД в режиме когенерации (до 90%);
* использование газодинамических подшипников скольжения, высокая скорость вращения вала (до 96000 об/мин), отсутствие масла в технологическом процессе, высокая надежность;
* возможность длительной эксплуатации в автономном режиме;
* большой межсервисный интервал (8000 ч против 4000-6000 ч);
* высокое качество выходного напряжения и эластичность к нагрузке с высокой экономичностью;
* экологичность (содержание в выхлопе СO и NOx не превышает 9 ppm против 15-25 у конкурентов);
* компактные массогабаритные показатели;
* более долгий жизненный цикл до первого капитального ремонта (60000 ч против 30000-40000 ч у конкурентов), более дешевое техническое обслуживание и капитальный ремонт (с сокращением интервалов и стоимости их проведения);
* развитая сервисная сеть.

**3.1.7. Следующий технологический этап развития данного технологического направления**

Повышение КПД, технико-эксплуатационных и экономических показателей, а также использование тригенерационных генерирующих систем и систем, работающих на вторичных энергоресурсах и отходах. Наиболее перспективные технологии в будущем - системы тригенерации, создание ПГУ на основе ГПУ.

**3.2. Технологии-аутсайдеры по выбранному направлению**

Мини-ТЭС и мини-ТЭЦ на основе паротурбинных и дизель-генераторных энергоустановок ввиду их низкой экологичности, энергоэффективности и экономичности.

**Возобновляемые источники энергии**

**3.1.1–3.1.3. Причины появления технологии. Год появления технологии. Трансформации технологии в оборудование**

Проблемой внедрения возобновляемых источников энергии в современную жизнь занимаются достаточно давно. Технологии производства сильно шагнули вперёд, при этом стоимость оборудования и установки снизилась, так как появился опыт работы. В настоящий момент в некоторых странах возобновляемая энергетика сильно развита и составляет конкуренцию традиционным источникам энергии на ископаемом топливе. Сейчас в основном выделяются такие виды ВИЭ, как ветроэнергетические установки, солнечные электростанции, гидроэлектростанции, геотермальные электростанции, приливные электростанции. Наиболее распространены по всему миру гидроэлектростанции.

**Гидроэнергетика**

Человек всегда жил возле водоёмов и не мог не обращать внимание на огромный потенциал воды как источника энергии. Поэтому история гидроэнергетики ведёт своё начало ещё с древних времён. Уже тогда люди научились с помощью воды производить помол зерна или дутьё воздуха при выплавке металла.

С тех пор прошло много времени, технологии шагнули вперёд. В 20-30 годах 20 века началась обширная электрификация и энергию воды стали активно использовать для добычи электроэнергии. За чуть менее века гидроэлектростанции стали гораздо более технологичны и безопаснее, вырос КПД, увеличилась вырабатываемая мощность и величина сооружений ГЭС.

На реке создаётся водохранилище, размер которого регулирует величину запасаемой энергии в виде воды. Вода, вращая турбину гидроагрегата, вращает ротор генератора, таким образом производится выработка электроэнергии. ГЭС решает различные проблемы начиная от перераспределения стока, заканчивая соблюдением баланса мощности в энергосистеме, что очень важно в настоящее время. ГЭС является высокоманёвренной электростанцией, запуск агрегата из остановленного состояния возможно произвести за 5-10 минут, поэтому ГЭС работает в пиках графиков нагрузки, в то время как агрегат ТЭС запускается до 6-8 часов и сложно регулируется.

Крупнейшей компанией, использующей гидроэнергетику в России, является ПАО «РусГидро». Существуют и другие, более маленькие компании с меньшей мощностью ГЭС.

Дальнейшим путём развития гидроэнергетики в России можно назвать возведение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), особенно в Европейской части страны, которые необходимы для прохождения минимумов суточных нагрузок энергосистемы. Принцип работы ГАЭС заключается в том, что в ночные периоды, когда наблюдается спад нагрузки у потребителей, ГАЭС расходует энергию, вырабатываемую ТЭС, на закачку воды в верхний бассейн. Затем с наступлением пика нагрузки ГАЭС начинает расходовать запасённую воду, вырабатывая электроэнергию и обеспечивая нехватку. Необходимо обратить внимание на то, что ночью электроэнергия дешевле, чем днём. Ещё одним трендом развития гидроэнергетики России является восстановление и строительство новых малых ГЭС. Необходимо напомнить, что малой ГЭС считается ГЭС, мощностью до 25МВт. На данный момент много построенных МГЭС не эксплуатируются.

**Солнечная энергетика**

Фотоэффект был открыт достаточно давно, проводились эксперименты по получению электричества с пластинки, на которую падает солнечный свет. Однако активное продвижение промышленных солнечных панелей началось сравнительно недавно, примерно в 70-80-ых годах 20 века. Тогда солнечные модули использовались на космических кораблях, они были большого размера и с высоким КПД, потому что иначе доставить электроэнергию на спутник невозможно.

С 90-ых годов солнечные батареи стали активно внедряться в повседневное использование. Уменьшились их размеры, изменились характеристики и материалы. На данный момент в основном используются солнечные модули из кремния, он очень недорогой, является вторым по числу распространённости на Земле. Однако есть и отрицательные черты – производство является не самым экологичным.

Появление солнечных установок призвано снизить потребление ископаемых видов топлива и улучшить экологию, вклад на которую сильно заметен. При работе солнечных панелей отсутствуют какие-либо выбросы в атмосферу, а их срок службы 25-30 лет. Относительно недавно были изобретены тонкоплёночные солнечные панели, которые имеют низкий КПД, но зато очень удобны в нанесении на различные поверхности. Солнечную энергию нужно резервировать с помощью различных накопителей энергии, в малых масштабах обычно используются химические аккумуляторы. Кроме выработки энергии есть возможность нагрева воды с помощью солнечной энергии, причём это может происходить одновременно с выработкой электроэнергии.

Стоимость солнечных панелей стала ниже 1000$/1кВт мощности. Крупнейшей Российской компанией-производителем солнечных панелей является Хэвел. Кроме производства Хэвел также имеет несколько крупных солнечных станций по всей России, например на Алтае и т.д.

**Ветровая энергетика**

Ветроэнергетика имеет своё начало очень давно. Ещё в древности люди научились применять ветряные мельницы для помола зёрен. Прошло много времени и начали появляться прототипы ветровых генераторов электроэнергии. Один из первых экземпляров ветродвигателя с роторами (цилиндрами) на четырех крыльях, диаметром 20 м, был установлен в 1926 г. в Берлине на башне высотой 15 м. В СССР также проводилось множество экспериментов и разработок конструкций ВЭУ.

Россия имеет самый большой в мире ветропотенциал, ресурсы ее ветровой энергии определены в 10,7 ГВт. На сегодня в России насчитывается около 13 МВт установленной мощности (0,1% всей вырабатываемой в стране энергии).

Использование ветроэнергетики позволяет, как и другие источники ВИЭ, отойти от использования ископаемых источников топлива, улучшить экологию. Существуют различные варианты конструкций, с горизонтальной и вертикальной осями, с поворотными лопастями и закреплёнными статично и тд. Все они используют энергию движения ветра. На сегодняшний день таких установок разработано довольно много, в том числе существуют модели для установки на частных домах.

В Европейских странах частные дома, установившие солнечные батареи или ветрогенераторы имеют право продавать часть своей энергии в энергосистему.

Негативной стороной ветрогенераторов является необходимость резервирования с помощью накопителей энергии или энергосистемой. В России распространено строительство так называемых ветродизельных комплексов, что сочетает в себе экономию ископаемого топлива, но при этом гарантирует выдачу элекроэнергии.

В России активно работают компании Фортум, Передвижная энергетика, НоваВинд. Они используют современные и безопасные технологии в ветроэнергетике. Дальнейшим развитием ветроэнергетики является повышение КПД, снижение веса, увеличение прочности и уменьшение стоимости электроэнергии.

**Геотермальная энергетика**

Это направление энергетики, основанное на производстве тепловой и электрической энергии за счёт энергии, содержащейся в недрах земли.

На востоке России есть много источников геотермальной энергии – на Камчатке, Курильских, Японских и Филиппинских островах.

Главным достоинством геотермальной энергии является её практическая неиссякаемость и полная независимость от условий окружающей среды, времени суток и года. Воду или смесь воды и пара в зависимости от их температуры можно направлять для горячего водоснабжения и теплоснабжения, для выработки электроэнергии либо одновременно для всех этих целей. Высокотемпературное тепло околовулканического района и сухих горных пород предпочтительно использовать для выработки электроэнергии и теплоснабжения. От того, какой источник геотермальной энергии используется, зависит устройство станции.

Главная из проблем, которые возникают при использовании подземных термальных вод, заключается в необходимости возобновляемого цикла поступления (закачки) воды (обычно отработанной) в подземный водоносный горизонт. В термальных водах содержится большое количество солей различных токсичных металлов (например, свинца, цинка, кадмия), неметаллов (например, бора, мышьяка) и химических соединений (аммиака, фенолов), что исключает сброс этих вод в природные водные системы, расположенные на поверхности.

В России эксплуатирующей компанией на Дальнем Востоке является АО «Геотерм».

Геотермальная энергетика является довольно спорным способом добычи электроэнергии. С одной стороны, постоянство выработки, с другой стороны проблемы с отработанной водой и тем, что такую станцию невозможно расположить в любом месте Земли, а лишь там, где пласты горячей воды находятся близко к поверхности Земли.

**3.1.4. Суть технологии и решаемые проблемы**

**Солнечные электростанции (СЭС)**

Солнечная энергетика часто используется взаимозаменяемо с понятием распределенной генерации. Учитывая ее способность осуществлять генерацию электроэнергии в непосредственной близости к потребителю, этот статус вполне заслужен. Как другие и другие распределенные источники энергии, солнечные панели имеют длинную историю развития. В 1839 году физик Эдмон Беккерель заметил, что при воздействии света на некоторые материалы, увеличивается ток между электродами. В этом же году, физик представил первую солнечную батарею, КПД которой составлял 1%. Позже, в 1877 были открыты способы получения электрического тока из селена, а в 1905 году Эйнштейн «объяснил» явление фотоэффекта, однако прорывов в повышении КПД солнечных панелей не последовало. Только в 1954 году физикам Г. Пирсону и Д. Чапину удалось разработать кремниевый солнечный элемент с КПД в 4%, который в последствии был увеличен до 15%. Годом начала промышленного производства солнечных элементов можно считать 1963 год компанией Sharp. Крупнейшими производителями солнечных панелей на сегодняшний день являются: Yingli Green Energy (Китай), First Solar (США) и Trina Solar (Китай). Среди отечественных производителей можно выделить Hevel, ЗАО «Телеком-СТВ» и НПП «Квант».

Солнечные панели предлагают уникальные преимущества в сравнении с другими источниками электроэнергии. В частности, солнечные панели не генерируют выбросы во время производства электроэнергии, они также не требуют топливо при производстве электроэнергии. Безусловно, эти преимущества ограничены фактором непостоянства выработки солнечной энергии. Однако, применение солнечных панелей в совокупности с резервными источниками питания на углеводородном топливе и накопителями электроэнергии делает их весьма привлекательными для обеспечения электроснабжением небольших потребителей.

Дальнейшим развитием технологии является движение в сторону увеличения КПД. Так исследования в 2018 году показали, что с помощью флексо-фотовольтаического эффекта возможно поднять КПД солнечных панелей до 2-х раз выдавливания из солнечных батарей полупроводниковых кристаллов.

**Ветроэлектростанции (ВЭС)**

Ветрогенераторы преобразуют поток ветра в электрический ток под действием вращающихся лопаток турбины, которые вращают вал, соединенный с электрическим генератором. Джеймс Блит поставил первую ветряную турбину в Шотландии в 1887 году. Пример Джеймса Блита был перенят Чарльзом Брашем в США в 1887 году и Поль Ла Кур в Дании в 1880-х годах. К 1920 году в Дании работали105 небольших ветрогенераторов в сочетании с дизельными генераторами, а еще 145 ветряных турбин использовались на крупных фермах и заводах. В Соединенных Штатах небольшие ветрогенераторы процветали на удаленных фермах до тех пор, пока федеральные усилия по электрификации сельских районов не построили линии электропередачи, которые в конечном итоге вытеснили ветровую энергию, используемую ранее в качестве основного источника электроэнергии в сельской Америке. Первой компанией, начавшей промышленной производство ветрогенераторов можно считать «Jacobs Wind», основанную в 1927 году братьями Якобсон. Крупнейшими производителями GE, Vestas и Siemens. Среди российских производителей можно выделить компанию BreezeХ.

**Топливные элементы**

Топливные элементы преобразуют химическую энергию в электричество посредством химической реакции с кислородом или другим окисляющим агентом. Как и в случае с другими источниками распределенной генерации, история создания топливных элементов начинается намного раньше их промышленного использования, а именно с 1830-х годах. Первый водородный топливный элемент был создан Уильямом Р. Гроувом. В качестве электролита использовалась серная кислота. Гроув заметил, что при воздействии электрического тока, вода распадается на кислород и водород. После этого, в 1839 году Гроув продемонстрировал метод производства энергии в водородно-кислородном топливном элементе с использованием кислотного электролита. Важным событием в истории создания сегодняшних топливных элементах является внедрение нового компонента – мембраны учены Ф. Бейконом. В двадцатом веке топливные элементы были впервые коммерциализированы НАСА в 1960-х годах для использования в космической программе.

Существует большое количество видов топливных элементов, но все онми состоят из двух противоположно заряженных электродов и электролита. Единственными побочными продуктами являются вода, тепло и углекислый газ. Среди производителей готовой к использованию продукции можно выделить ReliOn, Dantherm Power (Дания), FutureE (Германия) и ACTA (Италия). Среди российских компаний можно выделить компанию ИНЭНЕРДЖИ.

Топливные элементы в перспективе являются полноценной частью процесса производства электроэнергии. Водород может быть получен путем гидролиза воды, поэтому можно говорить, что такой источник энергии является возобновляемым. Также такой источник безопасен для окружающей среды и не производит парниковых газов. Однако существует и ряд недостатков современной технологии, связанных с недостатками мембран и хранением водорода.

Перспективными направлениями развития технологии является уход от использования водорода, в связи с проблемой получения водорода из воды при помощи солнечной энергии. Одной из идей является использование аммиака (нитрид водорода) напрямую в топливном элементе вместо водорода. Такой способ позволит снизить требования для хранения водорода в части поддержания необходимого давления [32].

**3.1.5. Компании, которые производят и применяют технологию**

**Малые ГЭС**

Исторически, в СССР имелось два ведущих завода по гидротурбостроению – Ленинградский металлический завод (ЛМЗ) и харьковский «Турбоатом». Каждое из этих предприятий обладало возможностями по выпуску всех типов гидротурбин любой мощности (исключение составляют ковшовые турбины, которые никогда не выпускались на Турбоатоме и довольно редко – на ЛМЗ), имели собственные проектные отделы и лабораторно-испытательную базу. Гидротурбины средней мощности выпускались также на сызранском «Тяжмаше», а гидротурбины для малых ГЭС – на заводе «Уралгидромаш» в Сысерти.

Безусловный лидер на отечественном рынке гидротурбинного оборудования – ЛМЗ, входящий в концерн «Силовые машины». Данное предприятие стабильно выигрывает все конкурсы на поставку крупных (более 100 МВт) гидротурбин на отечественные строящиеся и реконструируемые ГЭС, и до последнего времени активно работало на внешнем рынке. Предприятие полностью сохранило свой потенциал, не имеет нареканий к качеству продукции и срокам поставок. Существенным преимуществом ЛМЗ является наличие его продукции на многих ГЭС России, и соответственно – богатого архива технической документации по ним, что в случае их реконструкции позволяет обходить конкурентов за счет более проработанных предложений. Кроме того, входя в один концерн с производителем гидрогенераторов – заводом «Электросила», ЛМЗ имеет возможность заключать договоры на поставку гидроагрегатов в комплексе – и турбин, и генераторов. Единственным типом гидротурбин, которые ЛМЗ не выпускает, являются ковшовые – последний раз турбину такого типа заметных размеров предприятие выпустило в 1992 г., это была турбина для китайской ГЭС “Су Джи Шань” мощностью 16,5 МВт; в связи с этим, единственным заказом на крупные гидротурбины, не доставшимся ЛМЗ, стали две ковшовые турбины для Зарамагской ГЭС-1, ушедшие к Voith Simens. Проблемой является высокая загруженность предприятия и его фактически монопольное положение на отечественном рынке.

Украинский «Турбоатом» также без больших потерь пережил лихие 1990-е, работая как на внутренний украинский рынок, на котором реализуется масштабная программа реконструкции ГЭС Днепровского каскада, так и на экспорт. На российском рынке «Турбоатом» был не очень заметен, но сохранил присутствие, поставляя относительно небольшие турбины на новые и реконструируемые ГЭС Северного Кавказа, а также на Камскую ГЭС. Предприятие получило два заказа от «РусГидро» – на 4 турбины Камской ГЭС и одну – Новосибирской ГЭС, кроме того, предприятие активно работает в качестве подрядчика, изготавливая по их заказам как отдельные узлы турбин, так и турбины целиком (последнее, впрочем, характерно в основном для экспортных контрактов ЛМЗ).

Сызранский «Тяжмаш» в 1990-е перебивался единичными заказами, находясь в предбанкротном состоянии. Однако, с 2004 г., после смены собственников, завод предпринимает активные попытки стать крупным игроком на отечественном рынке гидротурбин. Были вложены значительные средства в техническое перевооружение производства, закуплены новейшие станки ведущих мировых производителей, современное программное обеспечение, организован проектный отдел, кампания вышла на внешний рынок. Заключительным аккордом стала покупка «Тяжмашем» чешского производителя гидротурбин ČKD Blansko, имеющего столетнюю историю производства гидротурбин всех типов. Таким образом, «Тяжмаш» получил доступ к техническому архиву завода, изготовившего более 800 гидротурбин, его контактам, наработкам и испытательной лаборатории. Фактически, в настоящее время «Тяжмаш» имеет технические возможности и референции на создание гидротурбин всех типов (в том числе и мощных ковшовых) мощностью до 500 МВт и диаметром рабочего колеса до 10 м.

Тем не менее, недостаток опыта сказывается – так, кампанией была опущен срыв сроков поставок турбин для Камской ГЭС. Необходимый опыт можно набрать лишь на исполнении крупных заказов, которых у «Тяжмаша» пока нет, хотя по заказам “Силовых машин” предприятие изготавливает различные элементы крупных гидротурбин, за исключением рабочего колеса.

Традиционный производитель турбин для малых ГЭС, завод «Уралгидромаш» в Сысерти в последнее время почти ушел от гидротурбинной тематики, сосредоточившись на производстве насосов. Тем не менее, в небольшом количестве (одна-две штуки в год) гидротурбины на предприятии продолжают производиться. Предприятие имеет техническую возможность выпуска гидравлических турбин всех типов мощностью до 50 МВт с диаметром рабочего колеса до 4,5 м на напоры до 250 м. Проблемой является нахождение собственника завода – группы «Энергомаш» в состоянии банкротства.

Нишу «Уралгидромаша» в определенной мере заняло вновь появившееся предприятие – санкт-петербургская фирма «ИНСЭТ». Фирмой разработаны гидротурбины всех типов мощностью до 3-5 МВт, за 20 лет выпущено оборудование для более чем 70 ГЭС. Однако большая часть выпущенных турбин имеет очень небольшую мощность (несколько десятков или сотен кВт), опыта выпуска гидротурбин мощностью более 1,6 МВт фирма не имеет.

Что касается иностранных фирм, то если не считать «Турбоатома», случаи их работы на отечественном рынке единичны и по большей части не особо удачны. Voith Siemens, помимо заказа на турбины Зарамагской ГЭС-1, выиграло контракт на замену одного гидроагрегата Угличской ГЭС (первоначальные сроки сорваны более чем на год). Аналогичная ситуация произошла и с Цимлянской ГЭС, поставкой турбины на которую занялась кампания ANDRITZ.

Замене в кратчайшие сроки подлежат более 170 гидротурбин различной мощности, отработавшие более 50 лет; кроме того, будут меняться и некоторые более молодые турбины, подверженные повышенному износу вследствие условий эксплуатации либо неудачности конструкции. Однако, уже вполне очевидно, что массовой замены старых гидротурбин не будет в связи с ограниченностью средств собственников, и в лучшем случае будет заменяться порядка 15 гидротурбин в год. По новым проектам, на ближайшие 5 лет наиболее вероятны заказы на примерно 20 довольно крупных гидротурбин и примерно столько же – на турбины для малых ГЭС; в дальнейшем, эта цифра вряд ли существенно изменится. Итого, на ближайшие лет 10 отечественный рынок гидротурбин можно оценить примерно в 20-30 гидротурбин всех типоразмеров в год. Представляется, что этот объем вполне по силам существующим отечественным предприятиям.

**ВЭС** [24]:

1. Vestas (Дания) – 16% мирового рынка ветроэнергетических установок.

Датская компания, которая производит турбины, а также строит станции с конца восьмидесятых годов, а также считается самым старейшим участником в масштабах мирового рынка ветроэнергетики. Всего компания установила за время своей работы более 40000 турбин суммарной мощностью более 40 ГВт. Ориентирована на крупные заказы, в частности, в Великобритании и Португалии. Стремительное развитие и удержание на протяжении долгих лет позиции лидера компании удается благодаря беспрерывному совершенствованию своей продукции и внедрению инноваций в процесс ее производства.

2. GE Wind (США) – 12% мирового рынка ветроэнергетических установок

Один из самых глобальных производителей установок для добычи энергии с помощью ветра. За время работы компания продала более 14000 ВЭС. Мощность производимых ВЭС – от 1,5 до 4 МВт. Производственные мощности компании располагаются в Северной Америке. Большая часть ветрогенераторов в США устанавливается на фермерских землях, на основании заключения соответствующего соглашения с правообладателем этих земель.

3. Goldwind (Китай) – 12 % мирового рынка ветроэнергетических установок

Крупнейшая китайская компания в области проектирования, сооружения и обслуживания ВЭС наземного и офшорного исполнения единичной установленной мощностью от 0,6 до 10 МВт. Компания установила более 25000 ВЭС установленной мощностью около 38 ГВт (из них 37 ГВт – в Китае).

4. Gamesa (Испания) – 8% мирового рынка ветроэнергетических установок

Компания занимается проектированием и производством основных и запасных частей ветроустановок различной конфигурации в структуре Siemens. Заводы располагаются не только по местонахождению головного офиса компании, но и в Америке, крупных странах азиатского региона, а также в европейских странах.

5. Enercon (Германия) – 7% мирового рынка ветроэнергетических установок

Немецкий холдинг, состоящий из более чем 10 дочерних компаний, в которые входят около 70 ВЭС, находящихся в Европе и США. Суммарная установленная мощность – более 3 ГВт. Принадлежащая холдингу станция Роско, расположенная в штате Техас, объявлена самой крупной в мире (782 МВт). Для увеличения мощности ВЭС холдинга вводятся в эксплуатацию и планируется к строительству ВЭС на территории Западной Европы. Участвует в строительстве крупнейшей станции Британии – Лондонского массива, которая рассчитана на 1 ГВт.

6. Siemens (Германия) – 6% мирового рынка ветроэнергетических установок

Одно из дочерних подразделений немецкого холдинга появилось после заключения договора о покупке компании Bonus Energy в 2004 г. Более 40% ВЭС, установленных в Великобритании, принадлежат Siemens. Главные ВЭС компании находятся в Новой Зеландии, Шотландии, Канаде, Норвегии, США.

На долю других компаний-производителей приходится 42% мирового рынка, среди которых следует отметить Nordex, United Power, Envision, Ming Yang, Sinovel, Dongfang Electric, Suzlon Energy. При этом их доля не превышает 4-5%.

**СЭС**

Структура мирового рынка панелей для СЭС в 2016 г., оцениваемого в 40 млрд. долларов, претерпела изменения в сравнении с прошлым периодом [24]:

* Первое место по объёму поставок – JinkoSolar (Китай): 6,6-6,7 ГВт;
* Второе место – Trina Solar (Китай): 6,3-6,5 ГВт;
* Третье место – Canadian Solar (Китай): 5,-5,2 ГВт;
* Четвертое место –JA Solar (Китай): 4,9-5 ГВт;
* Пятое место – Hanwha Q Cells (Южная Корея): 4,8-5 ГВт;
* Шестое место – GCL System Integration Technology (Китай): 4,6-5 ГВт;
* Седьмое место – Hanwha Q Cells (США): 2,8-2,9 ГВт;
* Восьмое место – Yingli (Китай): 2,1-2,2 ГВт.

В денежном выражении объём мирового рынка фотоэлектрических солнечных модулей оценивается примерно в 40 миллиардов долларов США.

**3.1.7. Следующий технологический этап развития данного технологического направления**

Дальнейшим путём развития гидроэнергетики в России можно назвать возведение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), особенно в Европейской части страны, которые необходимы для прохождения минимумов суточных нагрузок энергосистемы. Ещё одним трендом развития гидроэнергетики России является восстановление и строительство новых малых ГЭС. Дальнейшим развитием ветроэнергетики является повышение КПД, снижение веса, увеличение прочности и уменьшение стоимости электроэнергии.

**3.3. Технологии, потенциально востребованные в будущем**

Согласно энергетической стратегии России на период 2035 года [18], в рамках рассматриваемой темы планируется:

- увеличение доли распределённой генерации;

- повышение доли потребления «зеленой» энергетической продукции;

- увеличение доли отечественного оборудования, товаров и услуг, уменьшение импорта;

- переход от государственного регулирования отраслью в сторону рыночных механизмов.

Стратегия развития американского департамента энергетики [19] предполагает, что к 2035 году 80% всей вырабатываемой энергии в США будет приходится на «зеленую энергетику» (ВИЭ, АЭС и т.п.). Высокие темпы развития американских компаний по производству аккумуляторов [20] и электромобилей в ближайшем будущем приведут к повсеместной доступности таких технологий [21], что в свою очередь также подтолкнет потребителей устанавливать ВИЭ и использовать дополнительные возможности (технология vehicle to grid) не только для обеспечения своих потребностей в электроэнергии, но и для получения выгоды от ее продажи.

На территории Европы наблюдается схожая тенденция. Так, согласно докладам [22] в Германии к 2050 году предполагается производство до 90% всей электроэнергии с помощью ВИЭ, а к 2030 году доля ВИЭ во всем Евросоюзе достигнет 30% [23].

Таким образом, по всему миру наблюдается тенденция к переходу на технологии распределенной генерации и ВИЭ, как ее основной будущей составляющей. Развитие накопителей и электротранспорта также будет способствовать этой тенденции. Безусловно, внедрение такого количества генерирующих установок потребуют развития распределённых систем управления, создания информационных платформ (PaaS), позволяющих интегрировать системы обработки данных, аналитику и оптимизацию для управления устройствами «Умного дома», развития устройств контроля и управления оборудованием в рамках домохозяйства и систем защиты для предотвращения внедрения злоумышленников в эти системы. В соответствии с вышесказанным, наиболее востребованными технологиями будут являться:

- системы накопления электроэнергии, ВИЭ и другие виды распределенной генерации;

- контроллеры для управления и мониторинга системы в рамках умного дома;

- информационные платформы, предоставляющие возможности облачных вычислений, обработки данных, анализа и прогнозирования генерации и потребления и т.п.;

- технологии киберзащиты для обеспечения безопасности и корректной работы системы.

Опираясь на стратегии и прогнозы развития различных стран, а также проанализировав текущее экономическое и социальное состояния ряда стран, можно сделать вывод, что в странах западной Европы, а также США и Канаде данное направление в целом будет востребовано как альтернатива централизованному электроснабжению для рядового потребителя и использоваться в частных домовладениях повсеместно. Погодные условия, высокая плотность населения, высоки доходы и тарифы на электроэнергию послужат драйвером для создания локальных рынков электроэнергии, где частные лица буду торговать электроэнергией друг с другом.

Для России наиболее перспективными зонами для использования технологий является Дальний Восток из-за централизованного электроснабжения в ряде зон, благоприятных погодных условий и программы «Дальневосточный гектар», являющейся фактором развития частного сектора. Арктика – еще одна зона, где могут с высокой эффективностью использоваться данные технологии. Труднодоступность и отдаленность зон, где производится обслуживание арктических предприятий или Северного Морского пути, заставляют искать альтернативные источники электроэнергии. Погодные условия (большие ветра) и технологии управления накопителями позволят значительно снизить зависимость от привозного углеводородного топлива.

**Литература**

1. Алексахина Л.И., Курочкин Д.С., Михеев Д.В., Шабалин И.С. Анализ российского рынка когенерационных технологий на базе газопоршневых установок // Транспортное дело России. 2013. №6 (109). ч. 2. С. 197-201.
2. Жуков В.В., Курочкин Д.С., Михеев Д.В., Останин С.Ю. Анализ мирового рынка энергоустановок малой мощности для тепловых электростанций // Промышленная энергетика. 2016. №10. С. 10-16.
3. Жуков В.В., Шмелев А.В., Михеев Д.В. Оценка влияния слабоформализуемых факторов на показатели надежности энергообъектов // Электротехника. 2018. №5. С. 49-56.
4. Жуков В.В., Шмелев А.В., Михеев Д.В. Разработка методики оценки надежности цифровой подстанции // Новое в российской электроэнергетике. 2017. №9. С. 6-18.

Зеленохат Н.И. Инновационные предпосылки для интеллектуализации ЕЭС России // Известия Академии электротехнических наук РФ. 2013. №1-2. С. 3-17.

1. Казанов М.С., Кондратьев А.В., Курочкин Д.С., Михеев Д.В. Алгоритм оптимизации системы электроснабжения промышленного предприятия при внедрении собственной генерации // Энергобезопасность и энергосбережение. 2016. №6(72). С. 15-23.
2. Курочкин Д.С., Михеев Д.В. Методический подход к определению уровня конкурентоспособности газопоршневых энергоустановок для различных условий эксплуатации предприятий // Вестник ЮРГТУ (НПИ).
3. Серия «Социально-экономические науки». 2014. №4. С. 4-10.
4. Лозенко В.К., Лопатин Д.В., Михеев Д.В. Сравнительный технико-экономический анализ генерирующих установок на базе ВИЭ (на примере республики Казахстан) // Микроэкономика. 2015. №5. С. 77-88.
5. Лозенко В.К., Михеев Д.В. Управление энергоэффективностью и устойчивое развитие организаций // Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. 284 с. ISBN 978-3-659-66625-4.
6. Лозенко В.К., Муров А.Е., Воротницкий В.Э., Агеев М.К., Булатенко М.А., Кошелев А.В., Михеев Д.В. Система энергетического менеджмента в электросетевом комплексе // Красноярск: ООО ИПК «Платина», 2014. 212 с. ISBN 978-5-98624-128-9.
7. Лозенко В.К., Михеев Д.В., Оклей П.И., Рогалев А.Н. Эволюция ключевого показателя эффективности мощных парогазовых установок // Микроэкономика. 2015. №4. С. 58-61.
8. Михеев Д.В. Кредитно-налоговые инструменты для внедрения энергоэффективных технологий // Экономика и управление в машиностроении. 2017. №2. С. 34-38.
9. Солдатова Н.Ф., Михеев Д.В. Маркетинг в цифрах: тенденции мирового рынка генерирующего оборудования тепловых электростанций // Приложение к журналу «Экономика. Бизнес. Банки» // Сборник научных трудов Научно-практической конференции «Актуальные проблемы социально-экономического развития России» / под общей ред. проф. Карповой С.В. Москва, Изд-во «РИМ Университет», 2016. Том 8. С. 81-102.
10. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций / А.Д. Трухний. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013. 648 с. ISBN 978-5-383-00721-1.

Жуков В.В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками // М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 519 с. ISBN 978-5-383-00936-9.

Макаревич Е.В. Разработка методики выбора газопоршневых установок для энергоснабжения потребителей: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.01 [место защиты: Москва, Национальный исследовательский университет «МЭИ»]. — Москва, 2012. — 21 с.

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. STRATEGIC PLAN. URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2011\_DOE\_Strategic\_Plan\_.pdf

Global Storage Market to Double Six Times by 2030 [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/

<https://environmenttexas.org/news/txe/report-houston-will-have-65000-electric-cars-2030>/

<https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050_kurz.pdf>

Renewable Energy Prospects for the European Union / IRENA, 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\_REmap\_EU\_preview\_2018.pdf

1. Renewables 2017 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9818107-6-9. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399\_GSR\_2017\_Full\_Report\_0621\_Opt.pdf.
2. U.S. Department of Energy. Smart Grid / Department of Energy.

http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm.

1. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
2. https://en.wikipedia.org/wiki/Timeline\_of\_solar\_cells#/media/File:Price\_history\_of\_silicon\_PV\_cells\_since\_1977.svg.
3. https://www.electroschematics.com/8280/maximizing-solar-panel-efficiency-and-output-power/.
4. https://www.greentechmedia.com/articles/read/7-charts-that-show-wind-power-is-surging-in-the-us-and-abroad.
5. http://dalenergy.ru/2008/04/3155.

https://postnauka.ru/faq/59642.