



**Возможности для
солнечной энергетики
в России**
**ENABLING PV
in Russia**



Третье издание
**Обзор региональных рынков
фотоэлектричества, малого ветра и
тепловых насосов**

Партнеры проекта



При финансовой поддержке

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Опубликовано:

eclareon GmbH

Albrechtstrasse 22

10117 Берлин, Германия

E: germany@eclareon.com

Тел.: + 49 30 8866740-0

Факс: + 49 30 8866740-11

www.eclareon.com

Лицо, ответственное за содержание в соответствии с §55 абз. 2 RStV: Кристоф Урбшат /Christoph Urbschat (eclareon)

Финансирование первого издания: Федеральное Министерство Иностранных Дел ФРГ - Federal Foreign Office (German: Auswärtiges Amt)

Финансирование второго и третьего издания: Федеральное Министерство Экономики и Энергетики ФРГ - Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (German: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

Дизайн: Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

Место и дата публикации: Берлин, 31.01.2020

Авторы третьего издания:

Татьяна Андреева | Tatiana Andreeva, Ульф Лоссе | Ulf Lohse, Кристоф Урбшат | Christoph Urbschat, эclareon ГмбХ | eclareon GmbH

Adil Ishakov | Адиль Исхаков, НП по развитию ВИЭ «ЕВРОСОЛАР Россия»

Содержание	Page
Objectives of the project ENABLING PV in Russia	15
Задачи проекта ENABLING PV в России	16
Executive Summary	17
Сводное Резюме (Executive Summary)	19
1. Введение в электроэнергетику России	21
1.1 Секторная инфраструктура	21
1.1.1 Энергетический сектор	21
1.1.2 Сектор фотоэлектричества (PV)	24
1.1.3 Сектор тепловых насосов	25
1.1.4 Сектор малого ветра	26
1.2 Субъекты рынка электроэнергии	28
1.2.1 Национальные субъекты рынка	28
1.2.2 Централизованная генерация электроэнергии (on grid)	32
1.2.3 Распределенная генерация электроэнергии (off-grid)	34
1.2.4 Потребление и спрос на электроэнергию	35
1.2.5 Рынки электроэнергии, цены, тарифы и затраты на электроэнергию	35
1.2.5.1 Оптовый и розничный рынки	36
1.2.5.2 Ценовые и неценовые зоны	37
1.2.5.3 Формирование цен на электроэнергию	38
1.2.5.4 Перспективы цен и тарифов на энергоносители и их взаимосвязь	41
1.2.5.5 Тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей	42
1.2.5.6 LCOE – нормированная стоимость фотоэлектрической энергии	43
1.3 Российские бизнес-модели для проектов солнечной энергетики	45
2. Нормативно-правовая и деловая база	48
2.1 Правила и схемы поддержки проектов солнечной энергетики	48
2.1.1 Отбор проектов ВИЭ на оптовом рынке	48
2.1.1.1 Введение	48
2.1.1.2 Этапы процесса	48
2.1.1.3 Требования и условия схемы поддержки	49
2.1.1.4 Требования по локализации	50
2.1.2 Отбор проектов ВИЭ на розничном рынке	51
2.1.2.1 Введение	51
2.1.2.2 Ответственность сторон и условия	52
2.1.2.3 Формирование тарифов	52

Содержание	Page	
2.1.2.4	Этапы процесса	53
2.1.2.5	Эффективность схемы поддержки	55
2.1.3	Текущие результаты реализации обеих схем	56
2.1.4	Целевые показатели введения ВИЭ мощностей	56
2.1.5	Микрогенерация	57
2.1.6	Иные механизмы поддержки	58
2.2	Поддержка сектора тепловых насосов и малого ветра	60
2.3	Кодексы и стандарты	61
2.3.1	Правила передачи электроэнергии и технологическое присоединение к сетям	61
2.3.2	Государственные стандарты в области солнечной энергетики	62
2.3.3	Государственные стандарты для тепловых насосов	63
2.4	Условия торговли, инвестиций и импорта	63
2.4.1	Торговля и инвестиции	63
2.4.2	Инфляция и процентные ставки	64
2.4.3	Условия импорта фотоэлектрических модулей	64
2.4.4	Определение коэффициента локализации	66
2.5	Финансирование фотоэлектрических станций	68
2.6	Анализ нормативно-правовой базы	68
2.6.1	Риски, связанные с внедрением плана поддержки	69
2.6.2	Риски, связанные с рамками, регулирующими схемы поддержки	70
2.6.3	Риски, связанные с финансовыми рамочными условиями	70
3.	Рынок фотоэлектричества и его потенциал в Краснодарском Крае	71
3.1	Энергетический сектор Краснодарского края	71
3.1.1	Производство, потребление и спрос на электроэнергию	71
3.1.2	Участники регионального рынка электроэнергии	72
3.1.3	Генерация внутри сети	75
3.1.4	Внесетевая (распределенная) генерация	76
3.2	Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем	77
3.2.1	Солнечное излучение	77
3.2.2	Целевые потребители	78
3.2.3	Общее отношение к солнечной энергетике в Краснодарском крае	80
3.3	Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ	81
3.4	Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов	83
3.4.1	Модель 1: фотоэлектрические парки	83
3.4.2	Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы	85
3.4.3	Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе	87

Содержание	Page
3.4.4 Выводы и перспективы	89
4. Рынок фотоэлектричества и его потенциал в Калининградской Области	91
4.1 Энергетический сектор Калининградской области	91
4.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию	91
4.1.2 Участники регионального рынка электроэнергии	93
4.1.3 Генерация внутри сети	93
4.1.4 Внесетевая (распределенная) генерация	94
4.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем	95
4.2.1 Солнечное излучение	95
4.2.2 Целевые потребители	95
4.2.3 Общее отношение к солнечной энергетике в Калининградской области	96
4.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ	97
4.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов	98
4.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки	98
4.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы	98
4.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе	98
4.4.4 Выводы и перспективы	99
5. Рынки фотоэлектричества и тепловых насосов и их потенциал в Республике Башкортостан	100
5.1 Энергетический сектор Республики Башкортостан	100
5.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию	100
5.1.2 Сектор тепловых насосов в Республике Башкортостан	102
5.1.3 Участники регионального рынка электроэнергии	103
5.1.4 Генерация внутри сети	106
5.1.5 Внесетевая (распределенная) генерация	107
5.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем	108
5.2.1 Солнечное излучение	108
5.2.2 Целевые потребители	108
5.2.3 Сектор тепловых насосов и целевые потребители в Республике Башкортостан	111
5.2.4 Общее отношение к солнечной энергетике и тепловым насосам в Республике Башкортостан	112
5.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ	112
5.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов и тепловых насосов	114
5.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки	114
5.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы	114

Содержание	Page
5.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе	115
5.4.4 Модель 1: тепловые насосы для бытовых и малых коммерческих потребителей	116
5.4.5 Выводы и перспективы	117
6. Рынки фотоэлектричества и малого ветра и их потенциал в Ульяновской Области	119
6.1 Энергетический сектор Ульяновской области	119
6.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию	119
6.1.2 Ветроэнергетический сектор в энергетике Ульяновской области	121
6.1.3 Участники регионального рынка электроэнергии	122
6.1.4 Генерация внутри сети	124
6.1.5 Внесетевая (распределенная) генерация	125
6.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем и малого ветра	125
6.2.1 Солнечное излучение	125
6.2.2 Потенциал для ветроэнергетики	127
6.2.3 Целевые потребители	128
6.2.4 Общее отношение к солнечной энергетике и малому ветру в Ульяновской области	131
6.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ	132
6.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов	134
6.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки	134
6.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы	135
6.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы и малый ветер в коммерческом секторе	136
6.4.4 Модель 4: фотоэлектрические системы в жилом секторе	139
6.4.5 Выводы и перспективы	139
7. Выбранные бизнес-модели	142
7.1 Методология анализа рентабельности	142
7.2 Фотоэлектрические парки	143
7.2.1 Фотоэлектрические парки без системы накопителей	144
7.2.2 Фотоэлектрические парки с системой накопителей	150
7.3 Гибридная солнечно-дизельная система	155
7.4 Бытовые фотоэлектрические системы в жилом секторе	168
7.4.1 Бытовая солнечная система (микрогенерация) без субсидирования	169
7.4.2 Бытовая солнечная система (микрогенерация) с региональным субсидированием	173
8. Библиографический список	178

Список рисунков

Рисунок 1	Общая установленная мощность объектов электро-генерации и общее годовое производство электроэнергии в России за несколько лет по типам электростанций (включая, но не ограничиваясь ЕЭС)	21
Рисунок 2	Установленная генерирующая мощность в России в 2019 году по технологии генерации	23
Рисунок 3	Семь ОЭС Российской ЕЭС	24
Рисунок 4	Установленная мощность фотоэлектрических модулей в России 2012-2019, МВт	24
Рисунок 5	Установленная мощность ветроэлектростанций в России до 2019 года, МВт	27
Рисунок 6	Взаимоотношения между основными субъектами российского рынка электроэнергии	29
Рисунок 7	Карта современной электрификации и электросетей России	32
Рисунок 8	Потребление электроэнергии по секторам в России в 2018 г	35
Рисунок 9	География российского рынка электроэнергии	37
Рисунок 10	Схема функционирования оптового рынка электроэнергии с ценами на 2020 г	38
Рисунок 11	Схема функционирования розничного рынка электроэнергии с ценами на 2020 год	39
Рисунок 12	Схема формирования цен на электроэнергию для промышленных потребителей на розничном рынке (для первой и второй ценовых зон)	39
Рисунок 13	Средние затраты на производство электроэнергии и потребительские цены на электроэнергию в России, руб/МВтч, 1 рубль=0,014 евро	41
Рисунок 14	Динамика развития перекрестного субсидирования энергетического сектора в России в 2008-2018 гг. и прогноз на 2022	43
Рисунок 15	Этапы процесса получения поддержки для проекта ВИЭ на розничном рынке	54
Рисунок 16	Электроэнергия, выработанная квалифицированными электростанциями ВИЭ на оптовом и розничном рынках электроэнергии России, 2014-2019 гг.	56
Рисунок 17	Схематичная карта России и Краснодарский край на карте	71
Рисунок 18	Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Краснодарского Края за последние 11 лет, ГВт*ч	72
Рисунок 19	Установленная мощность электростанций Краснодарского края объединенных в ЕЭС на 2018 г.	73
Рисунок 20	Схема функционирования рынков электроэнергии Краснодарского Края	73
Рисунок 21	Схематичная карта Краснодарского края с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2020 г	75
Рисунок 22	Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Краснодарском Крае, 2018 год, млн кВт*ч и %.	76
Рисунок 23	Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Краснодарского Края	77
Рисунок 24	Среднечасовая выработка электроэнергии 1 кВт пик фотоэлектрической системы в г. Краснодар, кВт*ч	78

Рисунок 25	Структура фотоэлектрических систем по типам потребителей в Краснодарском Крае	78
Рисунок 26	Количественный и качественный состав средних и малых предприятий Краснодарского Края, 2017 г.	80
Рисунок 27	Гибридная солнечная сетевая станция на 30 кВт пик; крыша центра «Алоэ СПА» в Краснодаре	85
Рисунок 28	Спутниковый снимок фотоэлектрической системы на крыше мощностью 100 кВт в станице Старонижнестеблиевская в разгар строительных работ, 2019 г.	85
Рисунок 29	Автономная фотоэлектрическая система мощностью 10.8 кВт, станция мобильной телефонной связи «МТС» для передачи сигнала, Лаго-Наки, Краснодарский край	87
Рисунок 30	Автономная фотоэлектрическая система на крыше в Никитино, автономный поселок в горных районах Краснодарского Края	88
Рисунок 31	Схематичная карта России и Краснодарский край на карте	91
Рисунок 32	Потребление электроэнергии по секторам экономики Калининградской области, 2017, млн кВт*ч и %.	92
Рисунок 33	Выработка электроэнергии в Калининграде в 2018 г. по источникам, млн кВт*ч и % от общей выработки	94
Рисунок 34	Схематичная карта Калининградской области с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2020 г	94
Рисунок 35	Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Калининградской области	95
Рисунок 36	Схематичная карта России и Республика Башкортостан на карте	100
Рисунок 37	Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Республики Башкортостан за последние 9 лет, ГВт*ч	101
Рисунок 38	Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Республике Башкортостан, 2018 год, млн кВт*ч и %.	102
Рисунок 39	Отношения между крупными участниками энергетического сектора Башкортостана	104
Рисунок 40	Установленная мощность электростанций Республики Башкортостан в 2018 г., МВт и %	105
Рисунок 41	Схематичная карта Республики Башкортостан с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2019 г	106
Рисунок 42	Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Республики Башкортостан	108
Рисунок 43	Схематичная карта России и Ульяновская область на карте	119
Рисунок 44	Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Ульяновской Области за последние 9 лет, ГВт*ч	120
Рисунок 45	Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Ульяновской области, 2018 год, млн кВт*ч и %	121
Рисунок 46	Установленная мощность электростанций Ульяновской области объединенных в ЕЭС на 2019 г, МВт и %	123
Рисунок 47	Схематичная карта Ульяновской области с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2019 г	124
Рисунок 48	Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Ульяновской области	126
Рисунок 49	Среднее солнечное излучение на 1 м ² в Ульяновске по месяцам	126

Рисунок 50	Оценка среднегодовой производительности 1 кВт фотоэлектрических модулей из кристаллического кремния с наклоном модулей 35°	127
Рисунок 51	Среднегодовая скорость ветра на высоте 100 и 50 м над уровнем земли	128
Рисунок 52	Фотоэлектрические системы и малые ветряки на заводе «DGM MORI», в Ульяновске	138
Рисунок 54	Инвестиции и доходность капитала - крупные фотоэлектрические парки (Краснодарский край)	146
Рисунок 55	Доходность проекта - крупные фотоэлектрические парки (Краснодарский край)	147
Рисунок 56	Удельная производительность крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)	148
Рисунок 57	Чувствительность стоимости крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)	149
Рисунок 58	Чувствительность процентной ставки по кредиту для крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)	149
Рисунок 59	Обзор проекта - Крупный фотоэлектрический парк с системой накопителей (Башкортостан)	150
Рисунок 60	Инвестиции и доходность капитала - крупные фотоэлектрические парки с системой накопителей энергии (Башкортостан)	152
Рисунок 61	Доходность проекта - крупные фотоэлектрические парки с системой накопителей энергии (Башкортостан)	153
Рисунок 62	Удельная производительность крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)	154
Рисунок 63	Чувствительность стоимости крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)	154
Рисунок 64	Чувствительность процентной ставки по кредиту для крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)	155
Рисунок 65	Схема гибридной солнечно-дизельной системы для электрификации сельских районов	157
Рисунок 66	Обзор проекта - гибридная система солнце-дизель без накопителя	158
Рисунок 67	Интеллектуальное и быстрое взаимодействие между нагрузкой, электростанцией и фотоэлектрическим инвертором, блоком управления экономией топлива	158
Рисунок 68	Инвестиции и доходность капитала - гибридная система солнце-дизель без накопителя	160
Рисунок 69	Доходность проекта - гибридная система солнце-дизель без накопителя	160
Рисунок 70	Удельная производительность - гибридная система солнце-дизель без накопителя	161
Рисунок 71	Чувствительность стоимости гибридной системы солнце-дизель без накопителя	162
Рисунок 72	Чувствительность повышения цен на топливо - гибридная система солнце-дизель без накопителя	162
Рисунок 73	Чувствительность процентной ставки по кредиту для гибридной системы солнце-дизель без накопителя	163
Рисунок 74	Обзор проекта - гибридная система солнце-дизель с накопителем	163
Рисунок 75	Инвестиции и доходность капитала - гибридная система солнце-дизель с накопителем	164

Рисунок 76	Доходность проекта- гибридная система солнце-дизель с накопителем	165
Рисунок 77	Удельная производительность - гибридная система солнце-дизель с накопителем	166
Рисунок 78	Чувствительность стоимости гибридной системы солнце-дизель с накопителем	167
Рисунок 79	Повышения цен на топливо - гибридная система солнце-дизель с накопителем	167
Рисунок 80	Чувствительность процентной ставки по кредиту для гибридной системы солнце-дизель с накопителем	168
Рисунок 81	Обзор проекта – бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования, для Краснодарского Края)	169
Рисунок 82	Инвестиции и доходность капитала - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)	170
Рисунок 83	Доходность проекта- бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)	171
Рисунок 84	Удельная производительность - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)	171
Рисунок 85	Чувствительность стоимости бытовой солнечной системы (микрогенерация) (без субсидирования)	172
Рисунок 86	Чувствительность повышения цен на электроэнергию - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)	173
Рисунок 87	Обзор проекта – бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием, для Ульяновской Области)	174
Рисунок 88	Инвестиции и доходность капитала - бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)	175
Рисунок 89	Доходность проекта- бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)	175
Рисунок 90	Удельная производительность - бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)	176
Рисунок 91	Чувствительность прямого субсидирования бытовой солнечной системы (микрогенерация) (для Ульяновской области)	177

Список таблиц

Таблица 1	Топ-10 крупнейших энергогенерирующих компаний России в 2019 году	30
Таблица 2	Профиль производства электроэнергии в ЕЭС, 2010-2018 гг.	33
Таблица 3	Установленная генерирующая мощность на основе ВИЭ, МВт	34
Таблица 4	Возможности участия на различных типах рынка в зависимости от установленной электрической мощности	36
Таблица 5	Целевые показатели ввода мощностей ВИЭ в рамках постановлений 449 и 47 в России до 2024 года	56
Таблица 6	Перечень условий для определения локализации генерирующего объекта, работающего на основе фотоэлектрического преобразования солнечной энергии с использованием технологии кристаллического кремния	66
Таблица 7	Перечень условий определения локализации генерирующего объекта, работающего на основе преобразования энергии ветра	67
Таблица 8	Профиль производства электроэнергии в Краснодарском крае, 2010-2018	76
Таблица 9	Некоторые цены на электроэнергию в Краснодарском крае	79
Таблица 10	Некоторые цены на электроэнергию для коммерческих потребителей в Краснодарском крае, сентябрь 2019 г.	79
Таблица 11	Профиль производства электроэнергии в Калининградской области, 2010-2018	92
Таблица 12	Некоторые цены на электроэнергию в Калининградской области	96
Таблица 13	Профиль производства электроэнергии в Краснодарском крае, 2010-2018	106
Таблица 14	Некоторые цены на электроэнергию для коммерческих потребителей в Республике Башкортостан, Декабрь 2019	109
Таблица 15	Профиль производства электроэнергии в Ульяновской области, 2010-2019	125
Таблица 16	Некоторые цены на электроэнергию в Ульяновской области	129
Таблица 17	Некоторые цены на электроэнергию для потребителей в Ульяновской области на ноябрь 2019 г.	130
Таблица 18	Экономия средств за 9 месяцев 2017 года за счет использования фотоэлектрической системы на крыше Ишеевской больницы	137

Список сокращений

Сокращение	Определение
CAPEX	Капитальные затраты
DCF	Discounted Cash Flow Analysis - дисконтированных денежных потоков
DENA	Deutsche Energie Agentur / Немецкое энергетическое агентство
DSCR	Debt Service Coverage Ratio - коэффициент покрытия обслуживания долга
GTI	Global Tilted Irradiation - глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность
IRR	Internal Rate of Return - внутренняя норма доходности
kW	Kilowatt
LCOE	Levelized Costs of Electricity - нормированная стоимость энергии
LLCR	Loan Life Cycle Coverage Ratio - коэффициент покрытия срока кредита
LTD	Limited Company
MPPT	Отслеживание точек максимальной мощности в струнных инверторах
NPV	Net Present Value - Чистая приведенная стоимость
PV	Photovoltaic
RES	Renewable Energy Source
WACC	Weighted Average Cost of Capital - средневзвешенную стоимость капитала
АО	Акционерное Общество
АТС	Администратор Торговой Системы
АЭС	Атомная электростанция
БР	Балансирующий рынок
БРЭЛЛ	Связанные энергосистемы Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы
ВВП	Валовый Внутренний Продукт
ВИЭ	Возобновляемый Источники Энергии
ВНД	Внутренняя Норма Доходности
ВНР	Внутренняя Норма Рентабельности
ВЭС	Ветряная электростанция
ГВт	Гигаватт
ГВт*ч	Гигаватт в час
ГОСТ	Государственный Стандарт
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДПМ	Договор о Поставленной Мощности
ЕС	Европейский Союз

Сокращение	Определение
ЕЭС	Единая Энергетическая Система
ЖКХ	Жилищно-коммунальное хозяйство
кВ	Киловольт
кВт	Киловатт
кВт*ч	Киловатт в час
КИУМ	Коэффициент Использования Установленной Мощности
МВА	Мегавольт ампер
МВт	Мегаватт
МВт*ч	Мегаватт в час
МРСК	Межрегиональные распределительные сетевые компании
МСП	Предприятия Малого и Среднего Бизнеса
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательские и Опытно-конструкторские работы
НП	Некоммерческое Партнерство
ОАО	Открытое Акционерное Общество
ОДУ	Объединенное Диспетчерское Управление
ООО	Общество с Ограниченной Ответственностью
ОРЭМ	Оптовый Рынок Электроэнергии и Мощности
ОЭС	Объединенные Энергетические Системы
ПАО	Публичное Акционерное Общество
РАО	Российской Акционерное Общество
РД	Рынок регулируемых договоров
РНЦ	Рынок нерегулируемых цен
РРЭ	Розничный Рынок Электроэнергии
РСВ	Рынок на сутки вперед
РФ	Российская Федерация
РЦ	Рынок регулируемых цен
СДД	Рынок свободных двусторонних договоров
СНГ	Содружества Независимых Государств
СО ЕЭС	Системный Оператор ЕЭС
СССР	Союз Советских Социалистических Республик
СЭС	Солнечная Электростанция
ТВт	Тераватт
ТВт*ч	Тераватт в час
ТН	Тепловые Насосы
ТЭК	Топливо-Энергетический комплекс

Сокращение	Определение
ТЭС	Тепловая Электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ФАС	Федеральная Антимонопольная Служба
ФЗ	Федеральный Закон
ФО	Федеральный Округ
ФС	Фотоэлектрическая система
ФСК ЕЭС	Федеральная Сетевая Компания ЕЭС
ФЭ	Фотоэлектрическая (система)
ЦФР	Центр Финансовых Расчетов
э/э	Электроэнергия

Objectives of the project ENABLING PV in Russia

The market for solar PV installations has become more and more international over the last decade. While the first solar boom was mainly restricted to developed countries, who decided to support renewable energies with often similar support schemes mainly based on feed in tariffs, the landscape today for solar energy is different and much more diverse. Having already reached or being on the verge of reaching cost competitiveness with conventional energy sources in many countries, the number of markets and of business models that work in those markets have multiplied in the last years. And just as every project is different so are the framework conditions in every country.

It is in this context of a more and more international PV market that the German solar association BSW-Solar together with the consulting firm eclareon have started in 2013 to investigate business models and the business environment for PV in different countries under the label “ENABLING PV”. The first study was published in 2014 and the series covers today countries such as for example Tunisia, Jordan, Brazil, Argentina, Nigeria, Angola, Iran, Pakistan and Afghanistan.

The label also stands for the intention of this report: enabling the growth of solar, PV based energy around the globe. In order to achieve this, projects need to be realized and the first step towards this may be the generation, distribution and also discussion of country specific knowledge. **ENABLING PV reports shall provide a starting point for those investors and solar entrepreneurs who have a specific interest to expand their business in new markets.**

This report on the potential for PV in Russia is embedded in further activities implemented by eclareon together with the association EUROSOLAR Russia in the second half of 2018 in Russia. With **Kaliningrad and Krasnodar, and, since 2019, also Bashkortostan and Ulyanovsk**, four pilot regions were selected, and meetings and workshops were organized to discuss with the administration, companies, institutes, universities and potential investors about possible applications of PV systems and to identify pilot projects. Therefore, these four regions are presented in this report as example regions for the diffusion of photovoltaic solutions in Russia.

In the search for pilot projects, the focus has quickly expanded to include heat pump solutions for heat supply and small wind for energy supply. Several pilot projects in both regions are currently being further developed with German and Russian companies and investors.

For 2020 it is planned to implement the successful approach in two further Russian regions. In the course of this, this report will be expanded to include two additional regions and is to be published as the fourth edition in December 2020.

Задачи проекта ENABLING PV в России

В течение последнего десятилетия, рынок солнечных фотоэлектрических установок становится все более интернациональным. Первый солнечный бум случился в основном в развитых странах, которые решили поддержать возобновляемые источники энергии используя зачастую аналогичные схемы поддержки, основанные главным образом на льготных тарифах. Сегодня ситуация в области солнечной энергетики уже иная и схемы стали разнообразнее. В последние годы, ВИЭ во многих странах уже стали конкурентоспособными или находятся на грани конкурирования с традиционными источниками энергии с точки зрения капитальных затрат, число рынков и бизнес-моделей, работающих на этих рынках, увеличилось в несколько раз. И, как различны между собой разные проекты, так и рамочные условия в каждой стране отличаются друг от друга.

Именно в этом контексте глобализации рынка солнечной энергетики в 2013 году Немецкая Ассоциация Солнечной Энергетики BSW-Solar совместно с консалтинговой фирмой eclageon приступила к изучению бизнес-моделей и бизнес-среды солнечной энергетики в разных странах. Этот масштабный и многогранный проект получил международное название, своеобразный узнаваемый лейбл "ENABLING PV". Первое исследование было опубликовано в 2014 году, и, на сегодняшний день, серия исследований охватывает такие страны, как Тунис, Иордания, Бразилия, Аргентина, Нигерия, Ангола, Иран, Пакистан и Афганистан.

Эта марка «Enabling PV» также отражает посыл данного отчета к способствованию росту солнечной, фотоэлектрической энергетики, по всему миру. Для этого необходима реализация проектов солнечной энергетики, и первым шагом на пути к этому может стать генерирование, распространение, а также обсуждение знаний и данных, специфичных для каждой конкретной страны. **Отчеты ENABLING PV станут отправной точкой для тех инвесторов и предпринимателей в области солнечной энергетики, которые заинтересованы в расширении своего бизнеса на новых рынках.**

Данный отчет о потенциале и перспективах фотоэлектричества в России является частью масштабных мероприятий, реализованных компанией eclageon совместно с ассоциацией НП «ЕВРОСОЛАР Россия» во второй половине 2018 года в России. При участии **Калининградской Области и Краснодарского Края**, были выбраны два пилотных региона, а с **2019 года, к проекту присоединились также Ульяновская Область и Республика Башкортостан**. Наряду с этим, в целях обсуждения различных вопросов и определения пилотных проектов, были организованы встречи и семинары с представителями администрации регионов, компаниями, ВУЗами и потенциальными инвесторами, заинтересованными в развитии и применении фотоэлектрических систем. По этой причине, эти четыре региона представлены в данном отчете в качестве примеров применения и распространения фотоэлектрических решений в России.

В процессе поиска пилотных проектов, фокус исследования быстро расширился и теперь также включает в себя решения в области тепловых насосов для теплоснабжения, а также малого ветра для электрогенерации. Несколько пилотных проектов в обоих регионах в настоящее время находятся на стадии обсуждений и разработки при активном участии немецких и российских компаний и инвесторов.

В 2020 году планируется проведение подобной работы в двух дальнейших регионах России. В ходе этой работы, данный отчет будет расширен за счет включения в него двух дополнительных регионов, и четвертая версия будет опубликована в Декабре 2020 года.

Executive Summary

Until recently, renewable energies (other than large hydro) did not play a big role in the energy supply in the Russian Federation, despite the huge potential it has in the country. Simply put, the primary reasons have been the large national oil and gas reserves, which have led to low electricity prices and the lack of experience with using renewable technologies. However, recent market figures show that the wind energy and photovoltaics (PV) sectors are expanding, indicating that these technologies may play a more important and prevalent role in Russia in the future.

The question now is: where can projects be realized and which obstacles need to be removed to grow the solar PV market, despite low electricity prices? To answer this, it is important to highlight business models that can work. Standardizing PV business models that create win-win situations for all parties involved in a solar PV project is always challenging. It is particularly so in emerging PV markets like Russia, where “more” standardized models that can easily be reproduced still need to be developed and information on prices is fuzzier than in established PV markets with more experience. This ENABLING PV report presents different business models that each give direction as to how PV can be exploited in different segments and installation sizes.

It is in this context, that the international consulting company eclareon GmbH, specialized in the sector of renewable energy and energy efficiency, supported by the Russian partner EUROSOLAR Russia had analyzed the procedures and barriers of the Russian PV sector, both on a national level and in two Russian regions, Kaliningrad Oblast and Krasnodar Krai, for the first time in 2018. This report includes updated information on the regions and also the analysis of 2 new regions, Bashkortostan and Ulyanovsk Oblast.

The objective of the report is to provide practical information about the current status of the Russian PV, heat pump and small wind market in general and more specifically in the four regions. The information in this report will support the German and Russian solar and renewable energy industry as well as interested companies in the energy industry, regional economic development institutions and scientific institutions to further develop the Russian PV market. To achieve this the following activities were annexed to the Enabling PV project, going beyond the report:

- Presentation of the legal, regulatory and electricity market framework conditions for the development of grid-connected and off-grid solar PV systems in Russia
- Description and profitability analysis from the investor point of view for different business models for PV, heat pump and small wind power projects in Russia
- Roundtables in Germany, in Moscow and in the two new regions Ulyanovsk and Bashkortostan to present the project and to discuss interim results and to identify some pilot PV projects

The conditions for the development of PV are in particular favorable in Krasnodar. This is because the region is lacking in its own generation capacities, has high solar irradiation, PV is already installed and the overall environment favors the development of solar energy. The situation in Kaliningrad is different: not only does Kaliningrad have less natural solar irradiation than Krasnodar but the region is also unique due to its geographic seclusion from the Russian mainland meaning that energy security is the focus of the regional energy policy. This has led to vast generation capacity being installed in the region. Application options have been identified for some off-grid and weak-grid applications, for which diesel generators have hitherto been used. And there is a vital interest in initiating exemplary flagship projects to demonstrate technical solutions and for offering education like trainings for planners and installers. In addition, one would like to consider solar energy in the hot water and space heating supply for building.

With regards to the natural conditions for solar PV Bashkortostan and Ulyanovsk Oblast are located somewhere between Krasnodar and Kaliningrad.

In Krasnodar Krai all market segments of the business model have the potential to yield positive results due to the payback potential during the lifetime of the PV projects and their internal rate of return. And yet, the attractiveness of the three types of installations has varied and depends on many factors that may also go beyond pure economic considerations.

Diesel PV hybrid installations have yielded the most promising calculated results. Use cases for such applications were identified all regions. Large solar parks are much more likely to appear soon in Krasnodar given the higher irradiation levels but also in Bashkortostan and Ulyanovsk. Such parks are either built based on the federal wholesale market, using Decree 449, which has been a defining factor for the recent growth in RES in Russia, or on the retail market, using Decree 47 that aims to compensate grid losses with RES. Provisions in both decrees are challenging because of local content rules and transparency. In regards to payment calculations, the rules are complicated and leave room for interpretation.

Finally, the law on microgeneration (“15 kW decree”) adopted in the Duma and signed by President Putin in December 2019, will provide private households the possibility to connect their PV, their heat pump or their small wind power generator to the local grid. As soon as the technical regulations for grid connection and net metering have been drawn up by the Russian Ministry of Energy, which is planned for July 2020, these decentralized renewable energy applications can develop in Russia for the first time. But our analysis of respective business cases shows that the economic benefits of doing so are rather limited. For residential grid-connected PV, heat pump or small wind power installations to be successful in Russia these solutions currently still require a local or federal proportionate grant for the investment, otherwise they will largely be installed by wealthy enthusiasts only, for whom the installation of such a system goes beyond economic considerations.

Сводное Резюме (Executive Summary)

До недавнего времени возобновляемые источники энергии (за исключением крупных гидроэлектростанций) не играли большой роли в энергоснабжении Российской Федерации, несмотря на их теоретически хороший потенциал. Основными причинами такого положения вещей являются имеющиеся большие национальные запасы нефти и газа, которые приводят к низким ценам на электроэнергию, и отсутствие опыта использования возобновляемых технологий. Однако последние рыночные исследования свидетельствуют о расширении применения ветровой энергетики и фотоэлектричества (PV) и указывают на то, что эти технологии могут также играть более важную роль в России в будущем.

На данный момент, вопрос таков: где, несмотря на низкие цены на электроэнергию, можно реализовать мощности и какие препятствия существуют на пути развития солнечной электроэнергетики? Поэтому, важным этапом является определение бизнес-моделей, которые могут наиболее успешно работать в России. Стандартизация PV бизнес-моделей, которые создают беспроигрышные ситуации для всех участников проектов солнечной энергетики, всегда является проблемой. Особенно проблематична такая стандартизация на развивающихся рынках солнечной энергетики, таких как Россия, где еще только предстоит разработать стандартные модели, которые можно было бы легко мультиплицировать. В данном отчете ENABLING PV представлены различные бизнес-модели, каждая из которых дает направление, как солнечная энергетика может быть использована в различных сегментах рынка и какой мощности могут быть установленные системы.

Именно в этом контексте международная консалтинговая компания eclareon GmbH, специализирующаяся в области возобновляемой энергетики и энергоэффективности, при поддержке НП «ЕВРОСОЛАР Россия» впервые провела анализ процессов и актуальных барьеров, происходящих и существующих в российском фотоэлектрическом секторе как на национальном уровне, так и в двух конкретных российских регионах - Калининградской Области и Краснодарском Крае, в 2018 году. Настоящее исследование включает в себя обновленные данные по этим двум регионам и по ситуации в России в целом, а также анализ двух других регионов: Республики Башкортостан и Ульяновской Области

Основной целью проекта является предоставление практической информации о текущем состоянии российского фотоэлектрического рынка в целом, рынка малого ветра и тепловых насосов, и в особенности, в этих четырех регионах. Информация, содержащаяся в настоящем докладе, поможет немецкой и российской солнечной и вообще ВИЭ промышленности, а также заинтересованным компаниям энергетической отрасли, региональным институтам экономического развития и научным учреждениям обеих стран в дальнейшем развитии российского рынка солнечной энергетики. Для достижения этой цели в рамках проекта ENABLING PV, который выходит за рамки данного отчета, были проведены следующие мероприятия:

- Презентация правовых, регуляторных и рыночных условий для развития солнечных фотоэлектрических систем в России, как подключенных, так и не подключенных к электрическим сетям.
- Описание и анализ рентабельности с точки зрения инвестора для трех различных бизнес-моделей для фотоэлектрических систем в России
- Круглые столы и встречи в Германии, Москве и двух новых регионах – Ульяновской Области и Республике Башкортостан с целью презентации проекта и обсуждения промежуточных результатов, а также поиска и обсуждения некоторых пилотных проектов в регионах

По итогам этих мероприятий можно сказать, что в Краснодарском Крае условия для развития солнечной энергетики особенно благоприятны. Это связано с тем, что регион имеет дефицит собственных генерирующих мощностей, имеет высокий уровень

солнечного излучения, уже существуют фотоэлектрические системы, и общая обстановка в регионе благоприятствует развитию солнечной энергетики. Ситуация в Калининграде иная: в Калининграде не только меньше естественного солнечного излучения, чем в Краснодаре, но и уникальность региона обусловлена географической удаленностью от материковой части России, что делает энергетическую безопасность одним из основных направлений региональной энергетической политики. Это привело к развитию в регионе серьезных генерирующих мощностей. Были определены варианты применения солнечной энергетики для некоторых автономных районов и районов со слабой или изношенной сетевой инфраструктурой, для которых до сих пор использовались дизель-генераторы. ВИЭ, безусловно, представляют интерес, но условия для развития фотоэлектрических систем в целом менее благоприятны, чем в Краснодаре, где все три рассмотренные бизнес-модели скорее всего появятся и/или будут расти. В Калининграде, однако, существует жизненно важный интерес к инициированию образцовых флагманских проектов, чтобы продемонстрировать технические решения для всей России и предложить обучение, такое как обучение проектировщиков и монтажников. Кроме того, хотелось бы рассмотреть возможность использования солнечной энергии в горячем водоснабжении и отоплении зданий.

Что касается природных условий и предпосылок для солнечной энергетики, то по данной характеристике, Башкортостан и Ульяновская Область расположены где-то между Краснодаром и Калининградом.

В Краснодарском крае все сегменты рынка бизнес-моделей имеют потенциал для получения положительных результатов за счет окупаемости в течение всего срока реализации фотоэлектрических проектов и внутренней нормы доходности. И все же привлекательность этих трех типов установок варьируется и зависит от многих факторов, которые могут выходить за рамки чисто экономических соображений.

Гибридные установки дизель-солнце дали наиболее многообещающие расчетные результаты. Случаи использования таких систем были выявлены во всех анализируемых регионах. Крупные солнечные электростанции в Краснодаре, скорее всего, появятся в ближайшее время, учитывая более высокий уровень инсоляции, но также они уже успешно работают в Башкортостане и планируются в Ульяновской Области. Такие парки строятся либо на базе федерального оптового рынка с использованием Постановления № 449, что явилось определяющим фактором роста ВИЭ в России в последнее время, либо на розничном рынке с использованием Постановления № 47, целью которого является компенсация потерь в сетях за счет ВИЭ. Положения обоих указов создают определенные сложности для инвесторов и исполнителей проектов из-за правил локализации и некоторой неясности механизма их работы. На данный момент оба указа являются единственными нормативными документами, которые могут обязать сетевых операторов в России подключать электростанции, работающие на ВИЭ, к электрическим сетям. Что касается расчетов по платежам, то правила сложны и оставляют возможность для интерпретации.

Наконец, закон о микрогенерации («Закон 471 ФЗ») принятый в Думе и подписанный президентом Путиным в декабре 2019 года, предоставит частным домохозяйствам возможность подключить свои фотоэлектрические системы, тепловые насосы или небольшие ветрогенераторы к локальной электросети. Как только Минэнерго России разработает технический регламент по подключению к сетям и сетевому учету, который планируется ввести в действие в июле 2020 года, эти децентрализованные виды применения возобновляемых источников энергии могут впервые получить развитие в России. Но наш анализ соответствующих бизнес-кейсов показывает, что экономические выгоды от этого варианта весьма ограничены. Для того, чтобы такие частные ВИЭ системы были успешными в России, стоимость инвестиций должна быть более низкой, иначе частные объекты микрогенерации будут устанавливаться в основном только состоятельными энтузиастами, для которых установка фотоэлектрических систем выходит за рамки экономических соображений.

1. Введение в электроэнергетику России

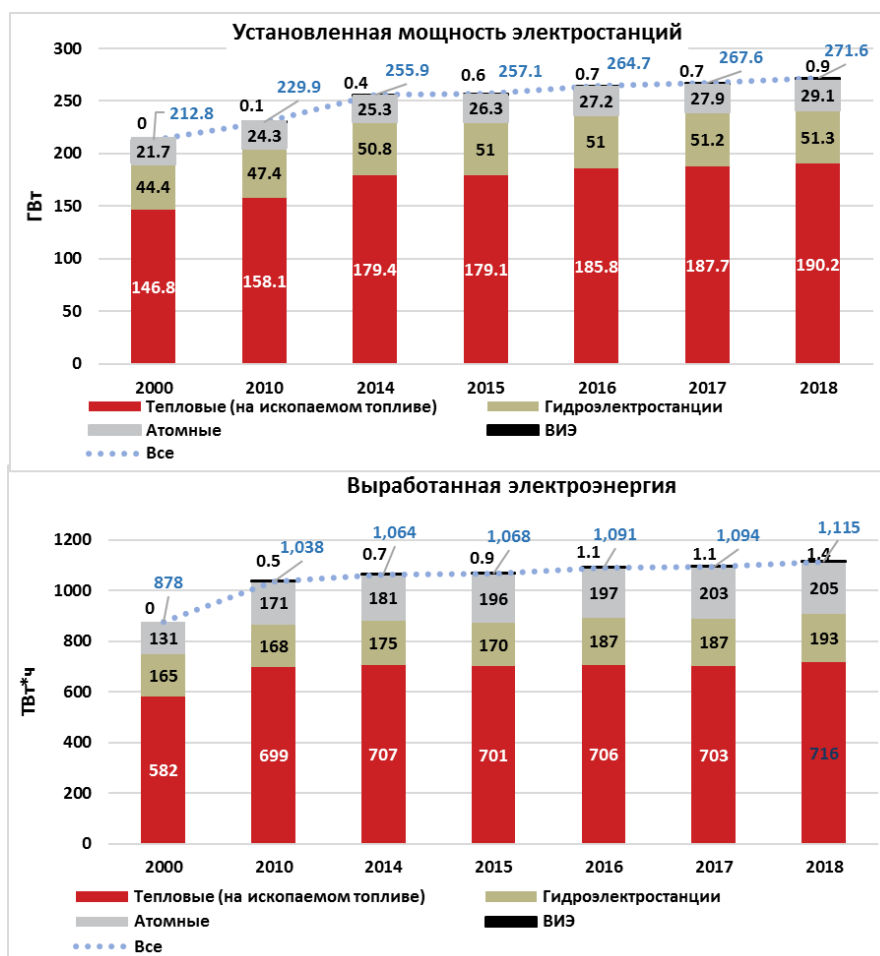
Для того чтобы понять роль возобновляемых источников энергии, в частности солнечной энергетики, в Российской Федерации, важно иметь общее представление о том, какие ниши существуют для ВИЭ сегодня и при каких условиях они могут найти свое место.

1.1 Секторная инфраструктура

1.1.1 Энергетический сектор

Российская электроэнергетика имеет несколько взаимосвязанных уровней, и электроэнергетическая система сложна для понимания. Россия является ведущим мировым экспортером первичной энергии и одним из крупнейших мировых производителей энергии. **Установленная мощность объектов для производства электроэнергии в России неуклонно растет.** В период с 2000 по 2018 год, общая установленная электрогенерирующая мощность выросла на 27.6% с 212.8 ГВт до 267.6 ГВт (см. Рисунок 1)

Рисунок 1 Общая установленная мощность объектов электро-генерации и общее годовое производство электроэнергии в России за несколько лет по типам электростанций (включая, но не ограничиваясь ЕЭС)



Источник: eSlareon 2020 по материалам: Федеральная служба государственной статистики, отчеты за 2019 и предыдущие годы [279], [280]

Потребление электроэнергии на душу населения в России в 2017 году составило 6.8 МВт*ч на душу населения. Это результат медленного, но стабильного роста потребления электроэнергии в стране в период после распада СССР. Для сравнения, в Германии этот показатель за тот же год составил 7 МВт*ч на душу населения, в США – 12.6 МВт*ч на душу населения и 4.6 МВт*ч на душу населения в Китае [2].

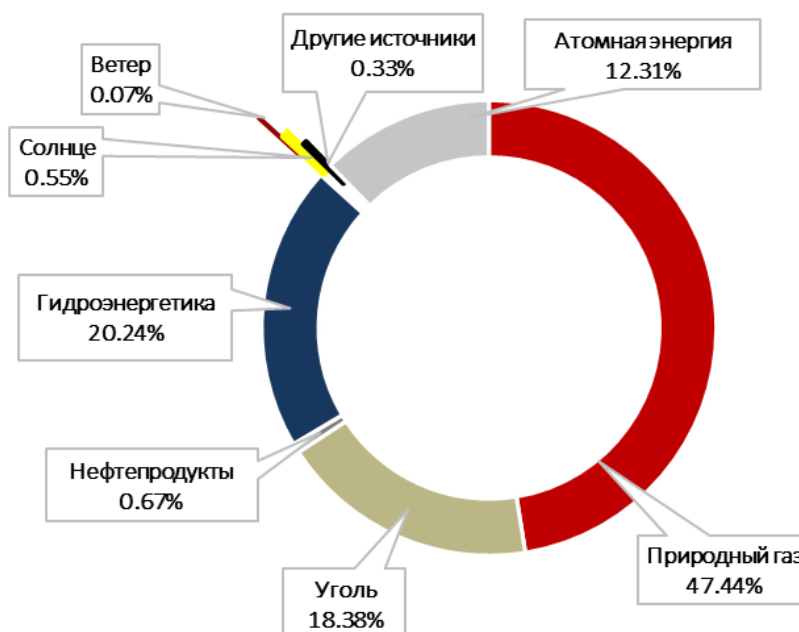
Весь электроэнергетический комплекс России объединен в Единую Энергетическую Систему (ЕЭС России). ЕЭС объединяет все электростанции, электрические сети и трансформаторные подстанции страны. ЕЭС охватывает практически всю территорию страны, за исключением некоторых отдаленных и изолированных районов, в основном, Дальнего Востока и Сибири. Таким образом, основные официальные данные по производству электроэнергии и установленной мощности отражают цифры только по регионам, покрытым ЕЭС. Суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС по состоянию на конец декабря 2018 года составила 243.24 ГВт, из которых установленная мощность солнечной генерации составила 0.34% [131]. **Общая установленная мощность генерирующих мощностей, объединенных в ЕЭС, на Январь 2020 года составила 246.34 ГВт, из которых 0.55% составляли фотоэлектрические станции [281]. В 2019 году доля солнечных электростанций в энергетическом миксе страны (по выработке энергии) достигла 0.12% (в 2018 году этот показатель был равен 0.07%) [316].**

Россия обладает достаточной установленной генерирующей мощностью и выработанного электричества стране хватает для покрытия потребностей в электроэнергии. В 2019 году, потребление внутри ЕЭС достигло 1,059.36 ТВт*ч, в то время как производство было на уровне 1,080.55 ТВт*ч [316]. Из этого объема, 1,284.9 ГВт*ч было произведено солнечными электростанциями (СЭС) и 169.4 ГВт*ч – ветряными электростанциями (ВЭС) [316]. Остальной объем энергии был выработан другими электростанциями страны на основе иных энергоносителей, включая газ, уголь и атомную энергию. Потребление внутри ЕЭС в 2019 году составило 1,059.36 ТВт*ч. По данным Министерства Энергетики России, общая выработка электроэнергии в 2018 году (включая, но не ограничиваясь электростанциями объединенными в ЕЭС) составила 1,091¹ ТВт*ч [5].

В последние несколько лет, производство энергии зачет ВИЭ (за исключением гидроэнергетики) увеличилось, однако ВИЭ по-прежнему играют мизерную роль в выработке электроэнергии в стране - менее 1% [8] (см. Рисунок 2), в то время, как почти 60% электроэнергии вырабатывается за счет сжигания природного газа и других ископаемых энергоносителей на электростанциях.

¹ Важно отметить, что данные, предоставляемые "СО ЕЭС", и данные, собираемые Минэнерго России, отличаются друг от друга в силу целого ряда факторов, включая различные подходы к расчетам, методы сбора статистических данных и тот факт, что Минэнерго также включает в статистику производство электроэнергии, происходящее за пределами ЕЭС.

Рисунок 2 Установленная генерирующая мощность в России в 2019 году по технологии генерации



Источник: eclareon 2020 по материалам: СО ЕЭС, «Отчет о функционировании Единой энергетической системы России в 2019 году», 2020 [8][131] и Минэнерго России, 2019 [9]

ЕЭС разделена на семь субрегиональных энергосистем, так называемых, объединенных энергетических систем (ОЭС) ЕЭС (см. Рисунок 3), объединяющих в общей сложности **71 региональную энергетическую систему**[10]. ОЭС представляет собой совокупность нескольких региональных энергосистем, объединенных общим режимом работы, имеющих объединенное диспетчерское управление (ОДУ) в качестве высшего уровня управления и контроля энергосистем. Наряду с ними, существуют изолированные энергетические системы, не подключенные к ЕЭС и, следовательно, не связанные ни с одной из ОЭС. Региональная энергетическая система представляет собой совокупность взаимосвязанных энергоресурсов, способов производства, преобразования, распределения и использования электроэнергии, а также поставок электроэнергии потребителям по электросетям [133]. Каждая энергосистема включает в себя различных участников, таких как сетевые компании, поставщики энергии, энергогенерирующие компании и их многоуровневое взаимоотношение.

Рисунок 3 Семь ОЭС Российской ЕЭС

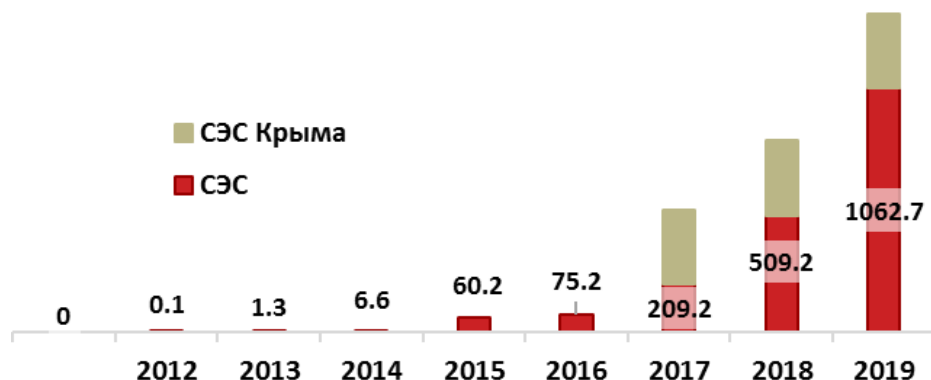


Источник: eclareon, 2020, по материалам СО ЕЭС [10][10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

1.1.2 Сектор фотоэлектричества (PV)

До сих пор солнечные фотоэлектрические станции не играли важной роли в электроэнергетическом балансе Российской Федерации. Первые объекты солнечной генерации появились на российском рынке в 2012 году и с тех пор подобные проекты стали более частым явлением в связи с изменениями в законодательстве в области ВИЭ. В 2017 году, в России было установлено около 130 МВт фотоэлектрических генерирующих мощностей, дополнительные 325 МВт были включены в российскую отчетность с вхождением Крыма в состав России. В 2018 году мощность новых фотоэлектрических установок составила 300 МВт. С Крымскими СЭС, которые включены в российские базы данных, общая установленная фотоэлектрическая мощность в 2018 году превысила 834.2 МВт (см Рисунок 4). **В конце 2019 года общая установленная мощность СЭС в России, зарегистрированных и сертифицированных «Советом Рынка» (см. 1.2.1) достигла 1,387.7 ГВт (включая Крымские СЭС) [178].**

Рисунок 4 Установленная мощность фотоэлектрических модулей в России 2012-2019, МВт



Источник: eclareon 2020, по материалам СО ЕЭС, «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги», 2017, 2018 и 2019 [8] [228]; и по результатам личного контакта со специалистами «СО ЕЭС»; НП «Совет Рынка» 2020 [178]

Некоторые регионы России являются лидерами по количеству установленных (официально отраженных в статистике) СЭС: Оренбургская область, известная высоким уровнем солнечного излучения, имеет самую высокую установленную мощность фотоэлектрических станций (260 МВт), за ней следует Астраханская область - 255 МВт. В Республике Алтай установлена фотоэлектрическая мощность достигает 120 МВт. Оставшийся объем мощностей почти поровну распределен между 7 другими регионами [284].

В 2019 году основная доля новых установленных фотоэлектрических станций принадлежала компании «Nevel» (13 СЭС общей мощностью 363.5 МВт); 6 СЭС общей мощностью 100 МВт были построены компанией «Солар Системс» и 6 СЭС общей мощностью 90 МВт были реализованы ООО «Вершина Девелопмент» (подробнее см. 1.2.1).

Несмотря на то, что цифра эта довольно мала по сравнению с общей установленной генерирующей мощностью в России, данные временных рядов показывают положительную динамику за последние годы. Наиболее важным изменением является введение тендерной схемы продвижения ВИЭ, которая вступила в силу в 2013 году (Постановление 449, см. главу 2.1.1).

Важно отметить, что реальный объем установленной фотоэлектрической мощности в России несколько больше, нежели указано в официальных отчетах, в связи с тем, что далеко не все автономные и частные фотоэлектрические генерирующие мощности зарегистрированы и включены в общую статистику.

Когда дело доходит до оценки потенциала для малых ВИЭ и фотоэлектрических установок, а также до оценки уже установленной их мощности, единого и четкого мнения нет. По оценкам Forbes.ru, общая установленная мощность микро генерирующих фотоэлектрических установок (малые частные фотоэлектрические системы мощностью 5-10 кВт пик), потенциально может достигать 14-17 ГВт [11]. По оценкам Московской Школы Управления Сколково, в сценарии частичного использования потенциала распределенной энергетики в России микрогенерация на ВИЭ может дать 0.6 ГВт мощности. Максимальный потенциал – около 11 ГВт (среднегодовая мощность с учетом КИУМ) или 86.5 ГВт (установленная мощность) [132].

1.1.3 Сектор тепловых насосов

В настоящее время в России существует не так много проектов с использованием тепловых насосов, так как технология является достаточно новой и малоизвестной для России. Существующие современные проекты, как правило, не регистрируются и не отражаются в статистических базах данных, что затрудняет оценку размеров этого сектора и масштабов использования ТН. Примеры, которые можно найти в открытых источниках, приводят к выводу, что тепловые насосы обычно устанавливаются лицами или компаниями, которые мотивированы не эффективностью ТН или возможным положительным экономическим эффектом и созданной экономией, а личным интересом к современным технологиям и желанием попробовать «что-то новое». Известные примеры ограничиваются в основном использованием геотермальных ТН, систем тепла/охлаждения, а также систем ТН, нацеленных на использование низкопотенциального тепла сточных вод из шахт и исключают комбинацию ТН/PV. Среди актуальных проектов ТН можно назвать следующие примеры [285]:

- В Новосибирске, одном из российских центров теплоснабжения, в 2010-2016 годах в рамках региональной программы энергоснабжения было реализовано более 200 проектов по использованию тепловых насосов различной мощности.
- Гостиница «Гамма» в Туапсинском районе Краснодарского края в 2008 году установила системы ТН мощностью 1 МВт, что делает этот проект одним из крупнейших известных в России примеров использования ТН для целей охлаждения.

- Торговый центр «Квартал» в Сочи, Краснодарский край: в 2014 году была установлена система ТН, использующая грунтовую воду из скважины мощностью 1,4 МВт.
- Многоквартирный дом в Москве: система ТН, предназначенная для подогрева воды с использованием тепла вентиляционных выбросов здания в сочетании с теплом грунта

В целом, исходя из существующей правовой базы и рыночной конъюнктуры (низкая стоимость газа и других энергоносителей), ТН в России считаются достаточно неэффективными и экономически непривлекательными.

Тем не менее, в России существуют некоторые локальные производители ТН [285]:

- ЗАО «Энергия» в Новосибирске: производит тепловые парокompрессионные насосы с винтовыми компрессорами 500 кВт - 3 МВт установленной мощности на
- НПО «Казанькомпрессормаш»: производство парокompрессионных ТН с центробежными компрессорами мощностью 8.5 – 11.5 МВт

Крупных производителей ТН в России нет, и большая часть оборудования импортируется из ЕС, что резко повышает его стоимость для конечного потребителя. В то же время, местные монтажные компании и техники зачастую не обладают достаточной квалификацией, поэтому установка и дальнейшее обслуживание ТН осуществляется либо непрофессионалами, что часто приводит к провалу всего проекта и создает негативное впечатление у потенциальных заказчиков, либо пользователем/владельцем самостоятельно, что также снижает привлекательность ТН.

В ряде регионов, где существуют геотермальные энергетические ресурсы, используются геотермальные тепловые насосы. Например, в одном поселке недалеко от города Барнаул Алтайского края (Сибирь) недалеко от Новосибирска, целый недавно построенный многоквартирный дом был оснащен геотермальными тепловыми насосами, которые полностью покрывают потребности жителей в тепле. Для управляющей компании решение по использованию геотермальных тепловых насосов привело к существенной экономии, так как центральное отопление сопряжено со значительно более высокими тарифами за Гкал (в России тарифы на тепло очень высокие, а в зимнее время обычные счета за коммунальные услуги увеличиваются в 1.5-2 раза). Однако управляющая компания не предоставила домохозяйствам информацию о том, каким видом отопления фактически пользуются люди, а жители дома оплачивают отопление так, как если бы они были переведены на централизованное теплоснабжение. Вся прибыль, полученная от разницы между реальными затратами на отопление и оплаченной жителями ценой, была присвоена управляющей компанией.

1.1.4 Сектор малого ветра

В России ветроэнергетика всегда вызывала чуть больший интерес, чем фотоэлектричество, по нескольким причинам, таким как:

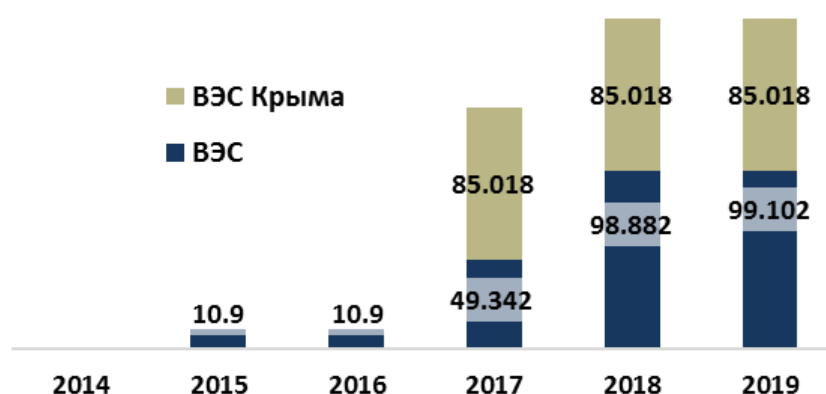
- исторически сложившиеся стереотипы о простоте использования ветроэнергетики и ее более высоком потенциале для России
- Исторической модели развития ВИЭ в России
- Недостаточной осведомленности о фотоэлектрической и ветровой энергетике в прошлом

В 2018 году общая установленная мощность ветроэнергетических объектов, входящих в состав электроэнергетического рынка России, составила 183.9 МВт, что на 27% больше установленной мощности по сравнению с 2017 годом (повлиял ввод в эксплуатацию крупнейшего в России промышленного ветропарка в Ульяновске и

ветропарка в Калининградской области) [228]. В 2017 году статистические данные ЕЭС России отразили вхождение в состав ЕЭС дополнительных 80 МВт ветроэнергетической мощности, однако эти дополнительные МВт были не результатом введения в эксплуатацию новых мощностей, а основаны на включении ветряных парков, установленных на присоединенном полуострове Крым, в статистику ЕЭС.

На рисунке ниже представлена установленная ветроэнергетическая мощность в России. Указанная установленная мощность включает в себя относительно крупные ветряные электростанции. По данным «ГИС ВИЭ России», установленная ветроэнергетическая мощность по стране достигает 190.16 МВт, что означает, что около 6 МВт из этой зарегистрированной установленной мощности относится к очень малым ветроэлектростанциям, исключенным из участия розничного или оптового рынков электроэнергии. Принимая во внимание известные примеры ветровых электроустановок для небольших населенных пунктов и их отсутствие на картах «ГИС ВИЭ», суммарная мощность установленных ветровых электростанций в России оценивается примерно в 10-12 МВт пик (оценки eclageon 2019 г., основанные на собственном исследовании и анализе доступной литературы и статистических данных).

Рисунок 5 Установленная мощность ветроэлектростанций в России до 2019 года, МВт



Источник: eclageon 2020, по материалам СО ЕЭС, «Отчет о функционировании ЕЭС России» за 205, 2016, 2017, 2018, 2019 годы [228]

Российская ассоциация ветроэнергетики (РАВИ) использует следующие категории для ветроэнергетических установок мощностью <500 кВт пик:

- «Очень маленькие» - от 25 Вт до 10 кВт.
- «Малые» - турбины от 20 кВт до 150 кВт [229]
- Ветроэнергетические системы от 200 до 500 кВт относятся к «Средним»

Для настоящего доклада мы используем комбинацию «очень малой» и «малой» ветровой энергии и объединяем их в термин «малый ветер», означающий объекты мощностью до 150 кВт пик.

В годовом отчете РАВИ за 2018 год 12 российских ВЭС перечислены отдельно, а группа крымских ВЭС (общей мощностью 85 МВт) - как один энергоблок [230]. Среди них нет ветроэнергетических установок, относящихся к категории "Малый ветер". Официальная статистика ЕЭС России и годовые отчеты РАВИ не учитывают ни существующие в отдаленных районах и принадлежащие различным субъектам и научно-исследовательским учреждениям малые ветроэнергетические установки (например, ФГБУ "Арктический и антарктический научно-исследовательский институт"), ни частные малые ветроустановки, так как российские статистические органы и системный оператор ЕЭС не рассматривают эти оба типа установок в числе энергогенерирующих. Можно констатировать, что массового рынка для малого ветра в России до сих пор нет. Тем не менее, малые ветряные установки эксплуатируются в различных регионах России, и группы пользователей можно описать следующим образом:

- **Частные потребители** - небольшие частные ветряные турбины для собственного потребления. Одним из примеров является гибридная система ВИЭ в Краснодаре, установленная Николаем Дригой (см. главу 3.4.3 Модель 3: Жилые фотоэлектрические системы). Установленная ветряная турбина имеет мощность 1,5 кВт и покрывает, в сочетании с фотоэлектрическими панелями, большую часть энергопотребления домохозяйства [231]
- Внесетевые районы и удаленные населенные пункты - малый ветер в сочетании с фотоэлектрическими и/или дизельными/бензиновыми генераторами и/или аккумуляторными системами. В таких случаях **операторами, как правило, являются местные муниципальные органы власти**, местные энергетические или сетевые компании. Хорошим примером для подобного варианта является гибридная фотоэлектрическая ветровая система в селе Северный в Башкортостане (более подробное описание в главе 5.4.2).
- **Научно-исследовательские институты и научные организации, некоммерческие организации, исследовательские группы национальных парков и заповедников и т.д.** в качестве операторов установок малого ветра. В различных регионах России существует множество примеров, таких, как гибридная фотоэлектрическая ветровая система в «заповеднике острова Врангеля» или ветровая турбина мощностью 1,2 кВт на мысе Желания [232]. На форуме ARWE (All Renewable World Energy) в мае 2019 года в Ульяновске многие докладчики и представители научно-исследовательских институтов говорили о критической роли, которую ВИЭ должны играть в обеспечении электропитания в точках удаленного замера различных данных, поддержки исследований и радиосвязи. Особенно такое оборудование необходимо в арктических регионах, и гибридные решения с малым ветром и фотоэлектрическими установками всегда рассматриваются как одно из оптимальных решений.
- **Малые предприятия, коммерческие пользователи** - существует мало информации о масштабах использования малого ветра среди коммерческих предприятий, таких как небольшие туристические объекты (например, небольшие кемпинги, мотели и гостиницы), кафе, автозаправочные станции, магазины и т.д. Одной из существующих моделей коммерческого использования малых ветровых/гибридных систем является энергоснабжение радиомачт. Одна из крупнейших компаний мобильной связи в России «МегаФон» использует ветряные турбины мощностью 10 кВт/с для снабжения своих радиомачт в Красноярском крае [233]; «Билайн» и «МТС» (другие крупные телекоммуникационные компании) используют гибридные системы в горных районах Краснодарского края (см. также главу 3.4.2).

1.2 Субъекты рынка электроэнергии

Российский рынок электроэнергии является результатом масштабного и длительного процесса реформирования, включающего либерализацию рынка электроэнергии и создание оптового и розничного рынков электроэнергии [12], которые различаются по регионам. На российском энергетическом рынке действует целый ряд государственных и частных компаний, что позволяет государству с одной стороны контролировать стратегически важный рынок, а с другой - оставляет окно для притока частного капитала.

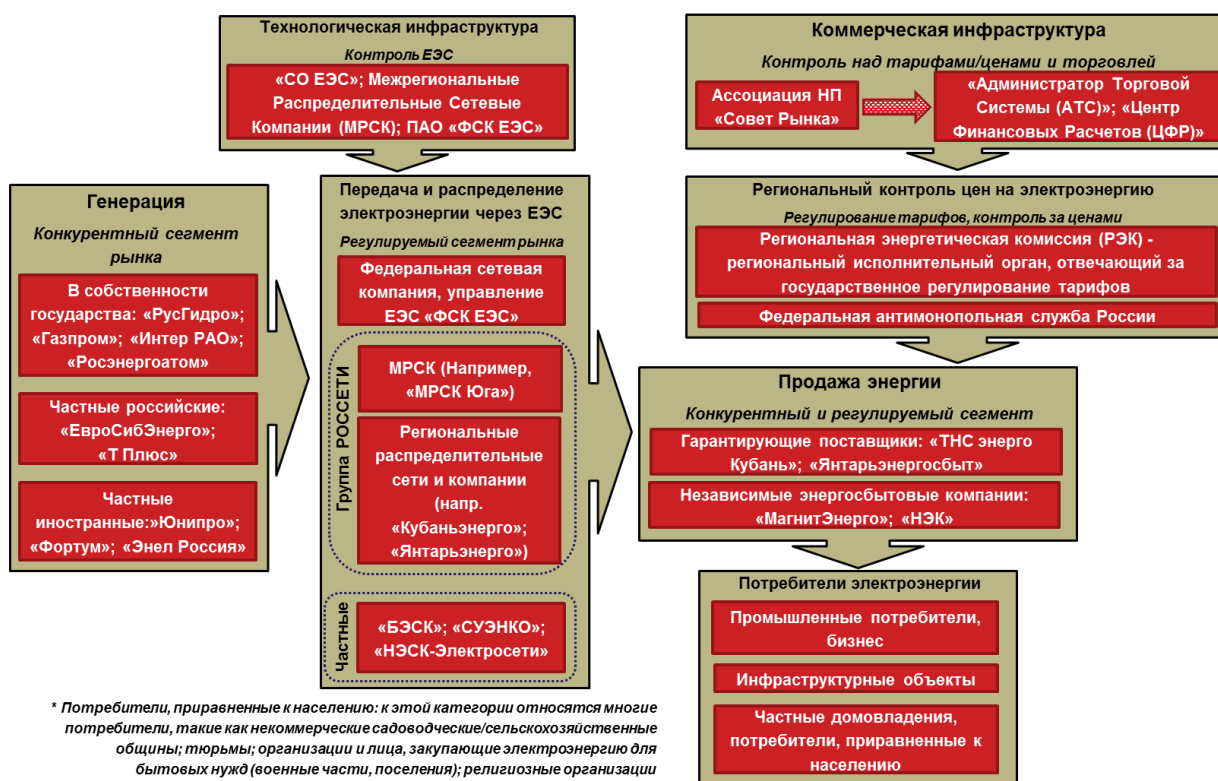
1.2.1 Национальные субъекты рынка

Такие субъекты рынка электроэнергии можно разделить на следующие категории:

- организации технологической инфраструктуры (федеральный оператор электросетевого хозяйства «ФСК ЕЭС», компания, курирующая ЕЭС и осуществляющая диспетчерское управление – «СО ЕЭС» и Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), контролирурующие региональные и транс региональные части ЕЭС);
- организации коммерческой инфраструктуры (такие как «Администратор торговой системы (АТС)», организующий торговлю мощностью и электрической энергией на оптовом рынке; «Центр финансовых расчетов (ЦФР)», контролирующий финансовые отношения на оптовом рынке электроэнергии и НП «Совет рынка», созданный для обеспечения баланса между участниками рынка электроэнергии и мощности и создания для них единой торговой зоны);
- энергогенерирующие компании;
- региональные электросетевые компании (в регионе может быть более одной такой компании, некоторые из них могут принадлежать государству, а другие - частным лицам),
- дистрибьюторские (энергосбытовые) компании и
- потребители [13]

Схематическая иллюстрация взаимоотношений между различными субъектами рынков и названия некоторых наиболее важных из них представлена ниже (Рисунок 6):

Рисунок 6 Взаимоотношения между основными субъектами российского рынка электроэнергии



Источник: eclareon 2020 по материалам Ernst & Young Global Limited, «Обзор электроэнергетической отрасли России», 2018 год [14]

Ниже перечислены некоторые из наиболее важных компаний и их роль в этих группах субъектов рынка:

- Коммерческая инфраструктура: Некоммерческое партнерство «Совет рынка» объединяет производителей и покупателей оптового и розничного рынков электроэнергии, обеспечивая единство коммерческой инфраструктуры, а также владеет двумя другими организациями, управляющими оптовыми рынками

электроэнергии и мощности. Как технологическая, так и коммерческая инфраструктура российского рынка электроэнергии находится под контролем государства. «Администратор торговой системы (АТС)» (принадлежит «Совету рынка») - организует торговлю электроэнергией и мощностью на оптовом рынке.

- Энергетические компании: производят и реализуют электроэнергию распределительным компаниям на оптовом и розничном рынках. **В России действуют как государственные, так и частные генерирующие компании.** Крупнейшими государственными компаниями являются «Интер РАО» (единственная компания в России, осуществляющая экспорт и импорт электроэнергии [15], «РусГидро», «Концерн Росэнергоатом» и «Газпром энергохолдинг». Крупнейшими частными компаниями, действующими на национальном уровне, являются ОАО «ЕвроСибЭнерго», ПАО «Т Плюс» и крупнейшие иностранные частные компании ПАО «Юнипро» (ОАО «Энел Россия» до июня 2016 года), ПАО «Энел Россия» и Fortum [16]. Топ-10 крупнейших генерирующих компаний в России владеют около 80% всей генерирующей (см. Таблица 1) [17].

Таблица 1 Топ-10 крупнейших энергогенерирующих компаний России в 2019 году

Компания	Общая установленная генерирующая мощность, ГВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, тыс. ГВт*ч
РусГидро	39.4	144.2
Газпром энергохолдинг	39	150.8
Интер РАО	33.7	132.5
Росэнергоатом	29	204.3
Т-Плюс	15.7	55
ЕвроСибЭнерго	19.5	67.6
Юнипро	11.2	46.6
Сибирская генерирующая компания	10.9	46
Энел Россия	9.4	41.3
Фортум	4.9	28.1
Квадра	2.9	9.7

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, 2019 год [17]

- Сетевые компании: **Большая часть российских сетей (в том числе региональных) находится в собственности и под контролем государственного ПАО «РОССЕТИ»**, являющегося одной из крупнейших сетевых компаний мира. Централизованное диспетчерское управление ЕЭС и ее инфраструктурой и контроль над всей ЕЭС осуществляет государственный «Системный оператор ЕЭС» (АО «СО ЕЭС»), общее руководство ЕЭС осуществляет ПАО "ФСК ЕЭС" (дочернее предприятие ПАО «Россети»);
- Межрегиональные распределительные сетевые компании: данные компании управляют региональными подразделениями ЕЭС. **Большинство из них принадлежат ПАО «РОССЕТИ»** (например, АО «Янтарьэнерго» в Калининграде или ПАО «Кубаньэнерго» в Краснодаре и более крупным компаниям, как ПАО «МРСК Юга»); одновременно существуют другие аналогичные сетевые компании, не принадлежащие «РОССЕТИ», такие как частные компании АО «БЭСК» [18], АО «НЭСК-Электросети» и [19] другие, дочерних компаний «РОССЕТИ».
- Распределительные/энергосбытовые компании: **к ним относятся многочисленные «гарантирующие поставщики» и «независимые**

энергосбытовые компании», которые являются, по сути, коммунальными сбытовыми компаниями. «Гарантирующими поставщиками» являются энергосбытовые компании, образовавшиеся в результате реорганизации крупных региональных электроэнергетических компаний и оптовых торговцев; они обязаны заключить договор с потребителями в зоне своей деятельности и реализовывать электроэнергию по регулируемым государством ценам. «Независимые энергосбытовые компании» имеют право отказаться от заключения контракта с потребителем и цен на электроэнергию, поскольку они не находятся под юрисдикцией правительства.

- Потребители электроэнергии: более подробно они описаны в главе 1.2.4.

Есть также пионеры в **российском солнечном фотоэлектрическом секторе**, которые объединили свои усилия для продвижения солнечной энергетики, создав НП «Ассоциация солнечной энергетики России». Сегодня в ассоциацию входят следующие восемь компаний [20]:

1. ООО «АльтЭнерго», основанная в 2009 году, активно занимается системной интеграцией и разработкой проектов инновационных решений в области биогазовой, ветровой и фотоэлектрической энергетики.
2. ООО «Влибор Системс»: основана в 1999 году и специализируется на антитеррористической деятельности и инфраструктурной безопасности; имеет лицензии Федеральной службы безопасности (ФСБ) России.
3. «Aleo Solar»: немецкий производитель фотоэлектрических модулей, основанный в 2001 году, и производящий монокристаллические солнечные панели.
4. ООО «ХЕЛИОС - Ресурс», основана в 2010 году, Helios Resource является производителем монокристаллических кремниевых пластин; в 2017 году их производство достигло 99 МВт; их используют для производства элементов и модулей в Китае и, наконец, поставляют в Россию «Avelar Solar Technology» для выполнения требований местного содержания.
5. ООО «НТЦ тонкопленочных технологий в энергетике» - является научно-исследовательским подразделением компании Hevel Solar. Компания основана в 2010 году с целью развития фотоэлектрической промышленности в России. Научно-исследовательский центр ТПТ проектирует и производит фотоэлектрические модули, а также активно работает в области интеграции и эксплуатации фотоэлектрических систем.
6. АО «Связь Инжиниринг»: Основанные в 1997 году, они являются поставщиком решений в области силовой электроники, работающих в различных отраслях промышленности (например, в железнодорожной отрасли). Они также проводят исследования в области конвертерной техники для сложных климатических условий.
7. Группа компаний «Хевел» (Hevel Solar) (принадлежит «Роснано» и «Ренова»): Hevel - крупнейшая и, возможно, самая известная фотоэлектрическая компания в России. Она была основана в 2009 году и является вертикально интегрированной солнечной компанией, которая внедряет производство модулей на основе гетероструктурной технологии, проектное финансирование и проектирование, а также эксплуатацию солнечных систем. Всего в России они завершили 16 проектов общей мощностью около 189 МВт, почти все из этих проектов – наземные системы (солнечные парки). В октябре 2018 года было построено еще 9 фотоэлектрических парков суммарной мощностью 25 МВт. Строительство СЭС ведется в Астраханской области, Саратовской области и Республике Алтай. После продажи 3-х СЭС финской компании «Фортум» и 1 СЭС «Лукойл», Hevel самостоятельно управляет 12 подключенными к сети СЭС с общей установленной мощностью 129 МВт.

8. ООО «Солар Системс». Основанная в 2014 году китайской компанией «Amur Sirius Power Equipment CO.» Ltd, является фотоэлектрической компанией, занимающейся в основном производством модулей и монтажом, в 2017 году установленная мощность их станций достигла 30 МВт, до 2020 года планируется запуск 365 МВт фотоэлектрической мощности.

Другие компании, работающие на рынке солнечной энергетики в России: одна из них - ООО «Вершина Девелопмент» - компания, которая ранее работала в сфере реконструкции котельных, строительства пеллетных установок и даже в нефтегазовой отрасли, а с 2018 года перешла на строительство фотоэлектрических станций. В 2019 году общая установленная мощность фотоэлектрических станций, построенных компанией и утвержденных НП «Совет рынка», составила 90 МВт, еще 45 МВт все еще находятся в стадии строительства [283].

1.2.2 Централизованная генерация электроэнергии (on grid)

Как уже отмечалось выше, наибольшая часть российской электросетевого комплекса находится в собственности государственной компании «РОССЕТИ». В 2018 году **под управлением компании находилось 2.35 млн км линий электропередач и 507 тыс трансформаторных подстанций общей мощностью 773 тыс МВА** [21]. Компания поставляет энергию более чем 70% населения России и ряду промышленных объектов, на долю которых в совокупности приходится более 60% ВВП [22].

ЕЭС работает в параллели с кольцом БРЭЛЛ (включая энергетические системы Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы), которое осталось после распада СССР, и с энергетическими системами Азербайджана, Грузии, Казахстана, Монголии и Украины [23]. В состав ЕЭС в России входит более 10,700 линий электропередач, большая часть которых находится под напряжением от 110 до 1,150 кВ [23][24]. Подавляющая часть энергогенерирующих объектов страны подключена к электросетям, а официальная статистика, как правило, не учитывает автономную распределенную генерацию. На рисунке ниже (Рисунок 7) показаны электрические сети, протянувшиеся по всей территории России. Европейская территория и южные границы имеют хорошо развитую электросеть, в то время как большая часть Сибири и Востока России причислена к энергетически изолированным районам. Некоторые крупные локальные сети (зеленым цветом) можно увидеть в разных частях карты, например, вблизи города Норильск (верхняя часть Сибирского ФО), у города Мирный, в Магаданской области, на Камчатке. Эти сети не имеют связи с ЕЭС России и являются результатом взаимодействия местных генерирующих мощностей, добываемого на месте и/или импортируемого топлива, локальной сетевой инфраструктуры.

Рисунок 7 Карта современной электрификации и электросетей России



Источник: СО ЕЭС, 2017 [128] в редакции eclareon 2020

В таблице ниже (Таблица 2) представлена информация о производстве и потреблении электроэнергии в России в период с 2010 по 2018 год. Суммирование прироста электропотребления и потери энергии может не быть равным 100% по причине наличия импорта и экспорта электроэнергии, не учтенного в таблице. Как видно из таблицы, производство электроэнергии в России растет, а общее энергопотребление остается стабильным на уровне около 98% от объема произведенной энергии. Пик потребления обычно приходится на дни с наименьшей средней температурой. **Потери электроэнергии составляют более 2% от общего объема производства** и обусловлены устаревшим генерирующим, передающим и распределительным оборудованием, несовершенством учета электроэнергии и хищениями электроэнергии.

Мероприятия по предотвращению потерь всегда планируются на предстоящий год и включают в себя мероприятия по повышению энергоэффективности, установку энергосберегающего оборудования, реконструкцию существующих трансформаторных подстанций и т.д. По расчетам «ФСК ЕЭС», в 2017 году данные мероприятия позволили избежать потерь электроэнергии в размере 56,000 МВт.

Таблица 2 Профиль производства электроэнергии в ЕЭС, 2010-2018 гг.

Год	Общая выработка электроэнергии (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от общего производства э/э)	Общие потери э/э и (% от общего производства э/э)	Общее производство фотоэлектрической энергии (% от общего производства э/э)	Максимальное пиковое потребление (ГВт)	Выработка э/э на душу населения (МВт*ч на душу населения)
2018	1,070.9	98.6	2.3	0.071	151.9	7.6
2017	1,053.90	98.7	2.3	0.053	151.2	7.5
2016	1,048.50	97.9	2.4	0.007	151.1	7.4
2015	1,026.80	98.2	2.3	0.001	147.4	7.3
2014	1,024.90	98.9	2.1	–	154.7	7.3
2013	1,023.50	98.7	2.2	–	147	7.4
2012	1,032.30	98.5	2.1	–	157.4	7.5
2011	1,019.40	98.1	2.2	–	147.8	7.4
2010	1,004.70	98.4	н.д.	–	149.1	7.3

Источник: СО ЕЭС, «Отчет о функционировании ЕЭС России» (2010-2017 годы); Годовой отчет «ФСК ЕЭС» за 2015 год, 2016 [125]; Годовой отчет «ФСК ЕЭС» за 2017 год, 2018 [126]; Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2019[234]

Быстрыми темпами растет и производство электроэнергии от возобновляемых источников, подключенных к российским электрическим сетям. До 2014 года в России не было внутрисетевой фотоэлектрической генерации, но с тех пор доля солнечной генерации в общем объеме производства электроэнергии выросла до половины процента. В 2015 году началось строительство и подключение к ЕЭС большого количества солнечных электростанций. В 2015 году новые установленные мощности СЭС достигли 53.6 МВт, в 2017 году - 150 МВт (по данным, опубликованным на официальном сайте Правительства России [25] и в статье Минэнерго России) [26] [27], в 2018 году новые введенные в эксплуатацию мощности солнечной генерации в России составили 300 МВт.

Таблица 3 Установленная генерирующая мощность на основе ВИЭ, МВт

Год, по состоянию на 1 января следующего года	Гидроэнергетика	Ветер	Фотоэлектричество	Биомасса	Свалочный газ	Геотермальные источники
2019	-	-	1,387.7	-	-	-
2018	48,506.3	183.9	834.2	≈ 845	-	≈ 150
2017	48,449.6	134.4	534.2	X + 0.526 НОВЫХ	-	-
2016	48,085.9	10.9	75.2	-	-	-
2015	47,855.2	10.9	60.2	X+ 3.6 НОВЫХ	X + 2.4 НОВЫХ	X + 62 НОВЫХ
2014	47,712.4	-	6.6			
2013	46,654.4	-	1.3			
2012	45,976.8	-	0.1			
2011	44,569.2	-	-		н.д.	
2010	44,262.9	-	-			
2009	46,040.7	-	-			

Источник: Годовые отчеты СО ЕЭС, 2010-2019 [229]; годовые отчеты «ФСК ЕЭС» 2015, 2018, 2019 [125], [126], [235]; НП «Совет Рынка» 2020 [178]

1.2.3 Распределенная генерация электроэнергии (off-grid)

По некоторым экспертным оценкам, от 60% до 70% территории России не охвачены централизованной электросетью [28]. Однако важно отметить, что около 85% территории России не заселено, а 60% территории покрыто вечной мерзлотой. **Большая часть России (3/4 территории) — это Сибирь и Дальний Восток, где проживает около 13% населения России, или около 20 миллионов человек [28].** Таким образом, совокупное потребление электроэнергии в этих децентрализованных регионах очень низкое по сравнению с общим потреблением в России.

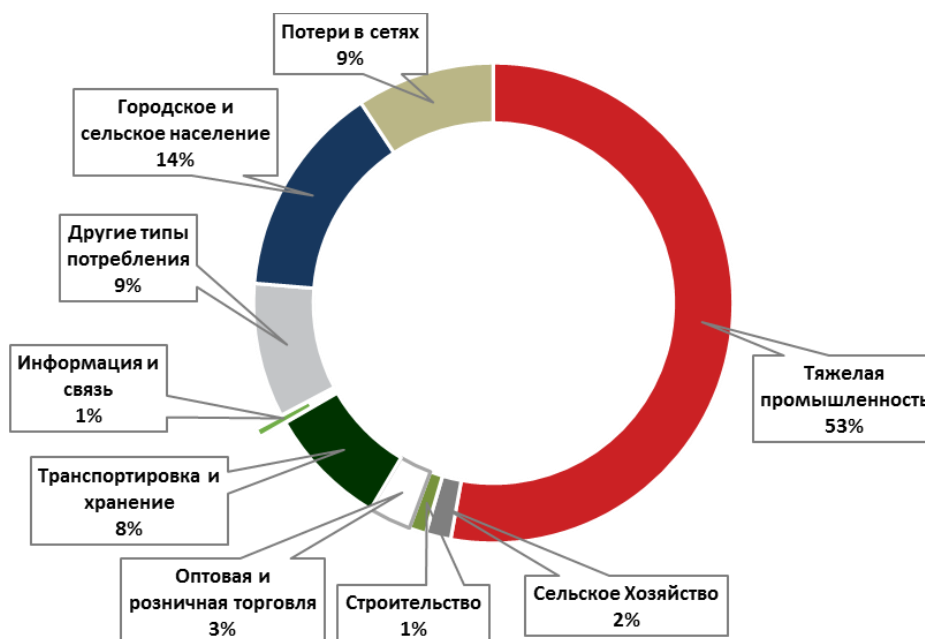
Точные данные о децентрализованной установленной мощности, производстве и потреблении электроэнергии вне ЕЭС в открытых источниках недоступны. Согласно нашим предположениям, исходя из расчетного количества людей, живущих в децентрализованных энерго-районах, и среднего потребления электроэнергии на душу населения, **объем децентрализованного производства электроэнергии в России может составлять около 100 ГВт*ч в год**, что составляет около 9% от общего производства электроэнергии в России (включая, но не ограничиваясь ЕЭС, по данным Минэнерго России).

Эта автономная электроэнергия вырабатывается рядом электростанций различной установленной мощности и возраста и работающего на различных источниках энергии. **Большинство таких децентрализованных электростанций — это дизель-генераторы**, но некоторые работают на газе, угле и возобновляемых источниках энергии [132][132] (включая некоторые гибридные дизель-солнечные электростанции). Существует также небольшое количество независимых частных электростанций (например, собственная генерация промышленных предприятий, которую крупные юридические лица устанавливают для удовлетворения собственных потребностей в электроэнергии), которые не интегрированы в региональные энергосистемы и не включены в официальную статистику.

1.2.4 Потребление и спрос на электроэнергию

Как было уже написано выше, общий объем потребленной энергии в стране составляет 98-99.5% от общего объема произведенной энергии (по данным СО ЕЭС России). **Наибольшая доля производимой электроэнергии в России потребляется промышленным сектором.** На графике ниже (Рисунок 8) показано потребление электроэнергии в России (включая ЕЭС) в 2018 г. по секторам [30]. Тяжелая промышленность включает горнодобывающую и обрабатывающую промышленности (например, производство стали), производство и распределение природного газа, электроэнергии и воды.

Рисунок 8 Потребление электроэнергии по секторам в России в 2018 году



Источник: eclageon 2020 по материалам «Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации», 2019 [30]

Спрос на электроэнергию в стране на протяжении нескольких лет находится в стагнации, и в ближайшем будущем резкого увеличения спроса не ожидается. В 2016 году спрос вырос на 1.7% за счет дополнительного дня високосного года, более холодной, чем обычно, зимы и более теплого лета [31]. В 2017 году спрос увеличился на 0.5% за счет снижения температуры в феврале и апреле-августе в отдельных регионах [31]. В 2018 году спрос на электроэнергию вырос еще на 1.6% по сравнению с 2017 годом, как и выработка электроэнергии [235]. В 2019 году ожидается небольшой рост как производства, так и потребления энергии, о чем свидетельствуют статистические данные (которые будут доступны во II квартале 2020 года). Этот рост обусловлен следующими 2 причинами: во-первых, официальная статистика в основном учитывает данные о спросе и потреблении для ЕЭС России. Во-вторых, в 2019 году к ЕЭС была подключена большая часть энергосистемы Якутии, и данные за 2019 год, соответственно, будут также отражать выработку электроэнергии на электростанциях Якутии и потребление в этом регионе.

1.2.5 Рынки электроэнергии, цены, тарифы и затраты на электроэнергию

В России, как и во многих других странах мира, существуют **оптовый и розничный рынки** электроэнергии, а также различные механизмы ценообразования в **ценовых зонах, неценовых зонах и технологически изолированных районах**.

1.2.5.1 Оптовый и розничный рынки

Российский **оптовый рынок электроэнергии** подразделяется на несколько сегментов [34]:

- Рынок на сутки вперед (РСВ): охватывает распределение 75% всей электроэнергии, произведенной в стране.
- Рынок регулируемых договоров (РД): охватывает около 14% от общего объема реализованной электроэнергии. Цены (тарифы) рассчитываются по формулам, устанавливаемым федеральными органами исполнительной власти.
- Балансирующий рынок (БР): охватывает около 4% электроэнергии, продаваемой в стране.
- Рынок свободных двусторонних договоров (СДД): также охватывает около 4% продаж электроэнергии в стране. Участники ведут переговоры о цене, объеме электроэнергии и контрагентах индивидуально.

Генерирующие объекты с установленной мощностью менее 5 МВт не допускаются к работе на оптовом рынке [32].

Таблица 4 Возможности участия на различных типах рынка в зависимости от установленной электрической мощности

Установленная мощность, МВт	Оптовый рынок	Розничный рынок
≤5 MW		✓
5-25 MW	✓	✓
≥25 MW	✓	

Источник: eclareon 2019

Российский **розничный рынок электроэнергии** состоит из двух сегментов (на базе информации из [14]):

- Рынок регулируемых цен (тарифов) (РЦ) для частных бытовых потребителей энергии (население / домохозяйства и группы потребителей, приравненные к населению), где цена устанавливается исполнительным органом государственного регулирования тарифов в каждом регионе/области индивидуально. Цены устанавливаются на предстоящий год и основываются на аналитических данных и прогнозах развития рынка электроэнергии. Цены, а также минимальные и максимальные значения тарифов (предельные цены) могут варьироваться в зависимости от сезона и региона страны и с учетом особенностей энергосистемы каждого конкретного региона. Предельная цена контролируется Федеральной антимонопольной службой России (ФАС).
- Рынок нерегулируемых цен (РНЦ) для всех остальных потребителей энергии, включая коммерческие малые и средние предприятия, крупные отрасли промышленности, сельскохозяйственный сектор и коммунальные и социальные учреждения (больницы, администрации, школы и т.д.). РНЦ существует только в ценовых зонах розничного рынка электроэнергии.

С 2018 года термин «тарифы на электроэнергию» для потребителей - юридических лиц больше не используется. Вместо этого, для них существуют «цены на электроэнергию». Термин «тарифы на электроэнергию» по-прежнему используется для обозначения цен на электроэнергию [40] частных домохозяйств. Цены на электроэнергию для крупных промышленных потребителей устанавливаются в индивидуальном порядке, зачастую исходя из почасового потребления.

1.2.5.2 Ценовые и неценовые зоны

Территория России разделена на 4 зоны (см. Рисунок 9):

- Ценовые зоны (первая и вторая): цены для потребителей на оптовом и розничном рынках (за исключением населения) не регулируются.
- Неценовая зона (охватывающая разные территории России, но имеющая одинаковые правила): регулируются цены и тарифы для **всех** потребителей.
- Изолированные энергетические системы: регулируются цены и тарифы для всех потребителей.

Тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей и групп, приравненных к населению, регулируются всегда, независимо от того, к какой зоне они принадлежат. К группам, приравненным к населению, относятся многие потребители, такие как некоммерческие садоводческие/сельскохозяйственные общины, тюрьмы, а также организации и частные лица, закупающие электроэнергию для бытовых нужд (военные части, поселения) и религиозные организации.

Рисунок 9 География российского рынка электроэнергии



Источник: eclareon 2019, по материалам E&Y, «Обзор электроэнергетики России», 2018 [14], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

Две ценовые зоны расположены в **Северо-Западном (частично), Центральном, Южном, Северо-Кавказском, Уральском и Поволжском** федеральных округах и характеризуются большим количеством поставщиков и покупателей электроэнергии, а также наличием развитой сетевой инфраструктуры, обеспечивающей конкурентный рынок электроэнергии. В этих двух зонах ценообразование на оптовом рынке в основном является свободным, пока цена остается ниже предельного уровня цен, рассчитанного гарантирующими поставщиками в соответствии с регламентом, публикуемым «Администратором торговой системы» (АТС), и за исключением регулируемых договоров, см. более подробное разъяснение ниже.

Неценовая зона расположена в **большой части Северо-Западного ФО, части Сибири, небольшой части Дальневосточного региона и в Калининградской области**. В этих зонах тарифы на электроэнергию как на оптовом, так и на розничном рынках электроэнергии устанавливаются «Администратором торговой системы» в

соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172 и Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 и федеральными органами исполнительной власти на основании соответствующей правовой базы.

Два выбранных нами для исследования регионов относятся к разным ценовым зонам: Калининградская область входит в неценовую зону, а Краснодарский Край, Ульяновская Область и Республика Башкортостан - в первую ценовую зону. Всего на рынке электроэнергии существует три основные категории цен:

1. Цены на электроэнергию для потребителей на оптовом рынке: ценообразование регламентировано в неценовых зонах и технологически изолированных районах и, как правило, свободное в ценовых зонах, но с учетом предельного уровня цен на электроэнергию.
2. Цены на электроэнергию для промышленных потребителей на розничном рынке: эта цена может свободно согласовываться и формироваться в ценовых зонах, но существуют предельные уровни цен, устанавливаемые «АТС».
3. Тарифы на электроэнергию для населения (розничный рынок): тарифы для населения и групп потребителей, приравненных к населению, всегда устанавливаются местным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в соответствии с предельными тарифами, публикуемыми Региональной Службой по тарифам.

1.2.5.3 Формирование цен на электроэнергию

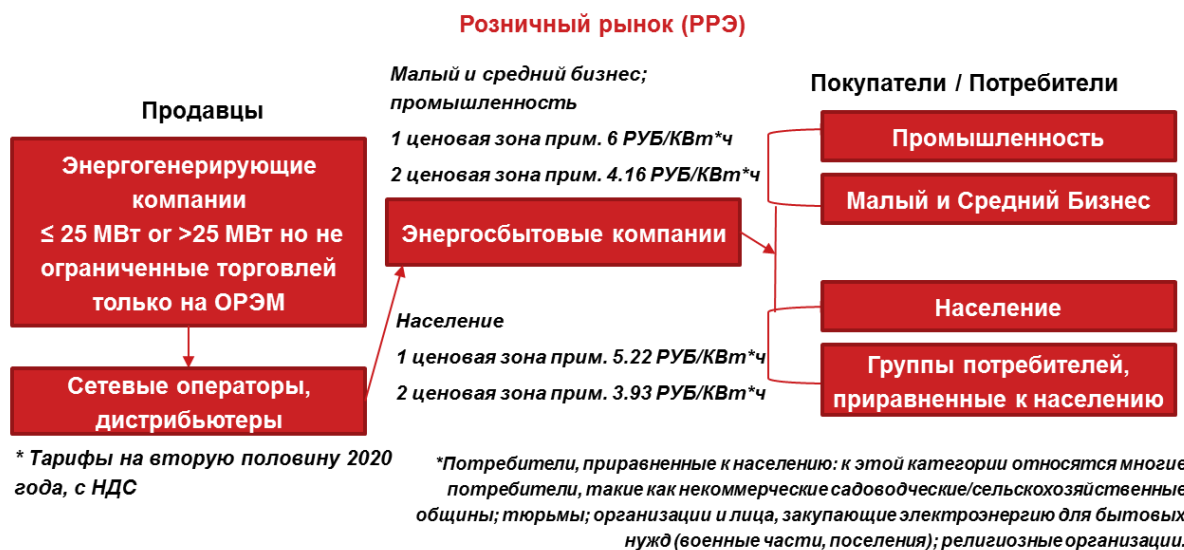
Рисунок 10 и Рисунок 11 представляют собой упрощенную схему функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии и включают некоторые итоговые цены на электроэнергию для первой и второй ценовых зон во втором полугодии 2020 года.

Рисунок 10 Схема функционирования оптового рынка электроэнергии с ценами на 2020 г



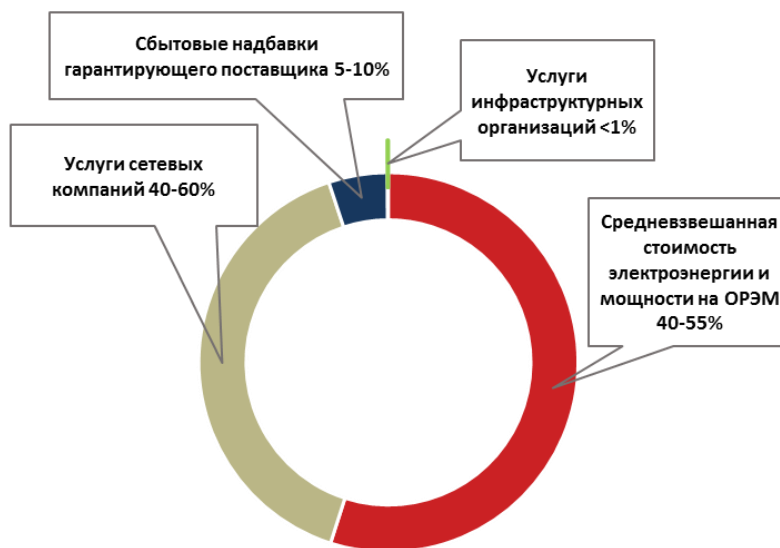
Источник: eclairgeon 2020 по материалам: «АТС», 2018 «Информация о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию (мощность) на следующий период регулирования (2020 год) по субъектам Российской Федерации» [34]

Рисунок 11 Схема функционирования розничного рынка электроэнергии с ценами на 2020 год



Источник: eclageon 2020 по материалам: «АТС», Source: “АТС”, «Информация о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию (мощность) на следующий период регулирования (2020 год) по субъектам Российской Федерации» [33]

Рисунок 12 Схема формирования цен на электроэнергию для промышленных потребителей на розничном рынке (для первой и второй ценовых зон)



Источник: eclageon 2020 по материалам «Энерго Март», «Стоимость электроэнергии для предприятий», 2019 [40]

Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков и простых энергосбытовых компаний складываются из затрат на услуги, необходимые для обеспечения процесса продажи энергии, и внутренних расходов компании. Тариф и предельный уровень этих премий устанавливается Региональным комитетом по ценам и тарифам (региональным исполнительным государственным органом).

Для бытовых потребителей (населения) и групп, приравненных к населению (например, тюрем, воинских частей, см. сноску на Рис. 11), тариф на электроэнергию устанавливается по регулируемым ценам, независимо от ценовой зоны или местонахождения населенного пункта, даже в изолированных энергосистемах [236]. Тарифы на электроэнергию для бытового потребления жестко регулируются государством, цены индексируются один раз в год с привязкой индексации

к уровню инфляции. Тем не менее, тарифы на электроэнергию в разных регионах различаются, так как они зависят от многих факторов, включая уровень развития региональной энергетической промышленности, доступность источников энергии (например, добыча газа в том же регионе или необходимость его импорта из других регионов), развитие электросетей и т.д. **Конечный региональный тариф как для населения, так и для коммерческих потребителей устанавливается Региональной энергетической комиссией (РЭК)**, являющейся исполнительным органом государственного регулирования тарифов, на основе заявок поставщиков энергии, в то время как Федеральная антимонопольная служба (ФАС) России контролирует процесс тарифного регулирования [237].

Для остальных групп потребителей (коммерческих), приобретающих электроэнергию в ценовых зонах, тариф (цена) устанавливается в пределах предельно-допустимой цены, контролируемой ФАС России. Цена для коммерческих потребителей зависит от ряда факторов, в том числе [236]:

- Уровень напряжения - 4 класса: высокое напряжение ≥ 110 кВ; первое среднее напряжение 35 кВ; второе среднее напряжение 1-20 кВ и низкое напряжение $\leq 0,4$ кВ:
- Конкретная ценовая категория, которая опять-таки зависит от многих факторов. Существует 6 ценовых категорий, каждая из которых имеет свои особенности и условия платежей. Например:
 - Потребители первой ценовой категории оплачивают счета за электроэнергию один раз в месяц, и этот счет основывается на показаниях счетчиков электроэнергии
 - Вторая ценовая категория означает, что потребление энергии делится на зоны суток, существует два варианта: трехставочная система (ночное, пиковое и полупиковое потребление) или двуставочный тариф, в котором стоимость электроэнергии ночью и днем оценивается по-разному. Кроме того, существует также трехставочный тариф с дифференциацией цен на дневное, ночное и пиковое потребление.
 - Другие категории, в том числе плата за электрическую мощность наряду с тарифами на электроэнергию, и другие особенности

Кроме того, существует три группы потребителей энергии с различными заявленными максимальными нагрузками (исходя из максимальной мощности энергопринимающего оборудования):

- максимальная нагрузка до 670 кВт
- от 670 кВт до 10 МВт и
- более 10 МВт.

Потребители с первым включением нагрузки могут выбрать для себя одну из шести ценовых категорий, потребители второй и четвертой групп имеют выбор между третьей и шестой ценовыми категориями. Средняя цена электроэнергии для организаций² нежилого сектора розничного рынка в первой ценовой зоне во втором полугодии 2019 года составляла 5.71³ руб/кВт*ч (0.08 евро/кВт*ч) с учетом НДС 20%, во второй ценовой зоне - 4.11 руб/кВт*ч (0.06 евро/кВт*ч) [41].

² Предприятия/организации/коммерческие потребители - это термин, используемый для потребителей кроме населения и включающий в себя коммерческие МСП (офисы, парикмахерские, магазины, кафе), промышленность (например, фермы, заводы по производству палки, цементные заводы и т.д.) и государственные учреждения (больницы, административные учреждения, школы и т.д.).

³ 1 Евро = 69,82 руб. по состоянию на февраль 2020 года. Обменный курс действителен для всего отчета

Рассматривая динамику цен в последних лет, можно заметить, что с каждым годом компании платят за электроэнергию и мощность все больше и больше. В 2017 году средняя цена за 1 МВт мощности в России была на 67% выше, чем в 2010 году, в то время как затраты на выработку электроэнергии за тот же период выросли на 52%. На рисунке ниже (Рисунок 13) показано, как изменились средняя стоимость производства энергии и цены на электроэнергию за последние 6 лет.

Рисунок 13 Средние затраты на производство электроэнергии и потребительские цены на электроэнергию в России, руб/МВтч, 1 рубль=0,014 евро



Источник: eclageon 2020 по материалам Федеральная служба государственной статистики России, годовые отчеты за 2017, 2018, 2019 годы [6], [288]

По мнению Минэнерго РФ, рост цен на электроэнергию для коммерческих потребителей также связан с тем, что **все больше промышленных потребителей предпочитают переходить на собственную выработку электроэнергии или прямое подключение к государственным сетям, регулируемым «ФСК ЕЭС»**, и тем самым избегают местные электросетевые компании и энергосбытовые компании. Независимая генерация позволяет компаниям избегать затрат на передачу электроэнергии (удерживаемых сетевыми операторами) и надбавок, взимаемых энергосбытовыми компаниями. А крупные предприятия и доминирующие отрасли промышленности имеют возможность инвестировать время и деньги в прямое подключение к этим высоковольтным сетям. Оба варианта создают возможность избежать перекрестного субсидирования (см. 1.2.5.5) и исключить необходимость расходования средств на финансовое стимулирование сдерживания роста тарифов для населения [37] [132].

В период с 2009 по 2017 год около 7 ГВт генерирующих мощностей было установлено промышленными потребителями, пытающимися избежать участия в перекрестном субсидировании [38]. Обычно самостоятельная генерация промышленности опирается на использование природного газа (газовых турбин) [39] из-за его низкой цены (4-6 руб. за куб. метр (5 - 8 € центов)). **В результате малые и средние предприятия, для которых основой получения энергии остается контракт с энергосбытовой компанией, остаются в одиночестве в борьбе с ростом цен на электроэнергию.**

1.2.5.4 Перспективы цен и тарифов на энергоносители и их взаимосвязь

В настоящее время оптовые цены находятся на достаточно низком уровне, но в период 2020-2022 гг. они, по прогнозам, будут расти, главным образом, за счет необходимости возврата инвестиций на развитие новых ТЭЦ, АЭС и ГЭС. Более 80% тарифов, которые потребители электроэнергии в России платят за мощность электростанций, можно отнести к нерыночным надбавкам. Так, в 2021 году нерыночные надбавки составят 81%

(667 млрд руб.) от общего объема платежей за мощность 823 млрд руб., тогда как в 2011 году - только 14%. Любой новый генерирующий объект в России, который выходит на рынок, оказывает давление на всех остальных потребителей, поскольку доходность инвестиций по этим объектам основана на рыночной стоимости электроэнергии. Например, в 2017 году цены на электроэнергию для розничных потребителей по всей России выросли на 12-20%, в то время как цены на мощность на оптовом рынке выросли почти на 50%. Это произошло за счет прибавления в том же году 2 ГВт атомной энергии (Белоярская АЭС и 2 новых энергоблока Нововоронежской АЭС-2). Стоимость 1 МВт новой мощности для обеих станций составила 3.5 млн. рублей (50.1 тыс. евро), что в 10 раз превысило обычную цену мощности на оптовом рынке [267]. Таким образом, любая новая крупная электростанция, особенно АЭС, приводит к росту потребительских цен.

Рост тарифов и введение специальных надбавок побуждают регионы рассматривать вопрос об их выходе с национального оптового рынка обратно к регулируемым тарифам, но такой выход приведет к росту цен в других регионах. С 1 сентября 2019 года ФАС (Федеральная антимонопольная служба России) уже снизила тарифы на электроэнергию для промышленности Бурятии на 25% путем перераспределения соответствующих потерь доходов в ценовые зоны оптового рынка. В список таких «льготников» уже включены регионы Северного Кавказа и Тувы. Заявки на аналогичные льготы уже поданы в Совет по рынку и Министерство энергетики Калмыкии, Карелии, Хакасии, Республики Алтай, Забайкальского и Ставропольского краев.

По экспертным оценкам и прогнозам социально-экономического развития России, в период с 2020 по 2024 год ежегодные затраты на передачу электроэнергии, включенные в тариф на электроэнергию для населения, вырастут на 5% в год, что превышает соответствующие темпы роста для коммерческих потребителей, которые, по прогнозам, составят 3% в год. Под влиянием этого и некоторых других факторов цены на электроэнергию для коммерческих потребителей планируется увеличить на 5.6% в 2020 году и на 2.9-3.5% в 2021-2024 года x[290].

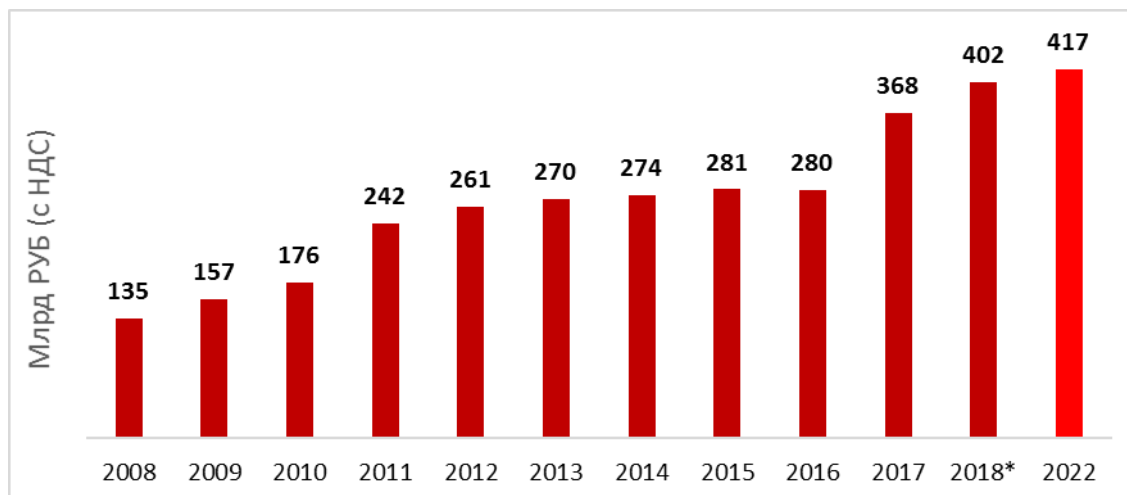
1.2.5.5 Тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей

Тарифы для населения сильно различаются в зависимости от региона; тарифы для Краснодарского Края, Калининградской области, Республики Башкортостан и Ульяновской Области приведены в главах 3, 4, 5 и 6. **Но, в основном, тарифы для частных потребителей на розничном рынке остаются относительно низкими благодаря субсидированию.** В среднем, тарифы на электроэнергию для населения на 30% ниже, чем цена, которую платят коммерческие потребители, вовлеченные в перекрестное субсидирование цен на электроэнергию для частных домохозяйств. Этот процесс нетипичен для Германии и других стран ЕС, но широко распространен в странах СНГ (Содружества Независимых Государств). В целях поддержки низких цен для населения в России существует **два основных вида субсидирования** энергетического сектора.

- Первый - **прямое субсидирование, которое** включает выделение средств из федерального бюджета местным бюджетам для частичного покрытия расходов на уголь, дизельное топливо и другие виды топлива, используемые для выработки электроэнергии. Иными словами, эти субсидии предназначены для финансирования эксплуатационных расходов на производство энергии. Наибольшую поддержку получает Дальний Восток, и, согласно планам правительства, субсидирование регионов будет продолжено.
- Второй более распространенный и развитый, это **перекрестное субсидирование трех типов** [35] (выделенных eclareon). Первый тип: коммерческие потребители частично оплачивают электроэнергию для бытовых потребителей, что позволяет сохранять тарифы на электроэнергию для населения на относительно низком уровне. Второй тип: Российские регионы в основном имеют более высокие тарифы на электроэнергию и частично «платят»

за потребителей Дальневосточных регионов России, что позволяет тарифам на электроэнергию в этих регионах также оставаться относительно низкими. В 2019 г. общая сумма, необходимая для поддержки снижения тарифов на электроэнергию в дальневосточных регионах, достигла 32 млрд руб [291]. Третий тип: затраты на ввод новых мощностей вносятся в цену на электроэнергию (стоимость мощности, см. Рисунок 13), а затем распределяются между оптовыми потребителями, повышая для них цену на электроэнергию (также см. 1.2.5.4).

Рисунок 14 Динамика развития перекрестного субсидирования энергетического сектора в России в 2008-2018 гг. и прогноз на 2022



Источник: eSlagon 2020 по материалам: Правительство Российской Федерации, «Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: Проблемы и пути решения», 2017 [35]; Новая Газета 2019 [290], *- по оценкам Минэкономразвития России в 2019 г.

Объем перекрестного субсидирования за последние 5 лет резко возрос. Это связано с различными факторами, в том числе с общим несовершенством системы субсидирования, историей перекрестного субсидирования и отсутствием альтернативного варианта поддержки потребителей. Часто цена на электроэнергию включает до 25% перекрестных субсидий, и эта доля ежегодно растет. Эти затраты приходится оплачивать крупным, мелким и средним промышленным потребителям, бюджетным организациям, организациям ЖКХ [36]. К 2022 году сумма перекрестного субсидирования может достигнуть 417 млрд. рублей (5,971 млрд. евро). Как уже отмечалось ранее, затраты на вновь вводимые мощности добавляются к цене на энергию для потребителей оптового рынка. В 2019 г. Минэкономразвития России предложило включить в бюджет затраты на ТЭЦ в Калининградской области (15 млрд руб.) и строительство мусоросжигательных заводов вместо того, чтобы распределять затраты между оптовыми потребителями энергии [291].

1.2.5.6 LCOE – нормированная стоимость фотоэлектрической энергии

LCOE

Для некоторых компаний, особенно в солнечных регионах, таких как Краснодарский Край, производство фотоэлектрической энергии или электроэнергии от гибридных систем солнце-газ/дизель/бензин может стать разумным решением. **Что касается стоимости фотоэлектрической энергии, существует ряд оценок экспертов российского энергетического рынка,** основанных на различных факторах и на том факте, что на данный момент не существует массового рынка подобных солнечных или гибридных проектов, на котором стоимость аналогичных проектов в прошлом могла бы рассматриваться в качестве надежной основы для расчета затрат.

Например, аналитик «ВТБ Капитал» [42] Владимир Скляр заявил, что LCOE для «зеленой» (возобновляемой) энергетики в России в настоящее время в 3-6 раз выше,

чем оптовые цены на традиционную электроэнергию [43]. По данным «Совета рынка», в 2018 г. LCOE солнечной энергии в России был самым высоким и колебался в диапазоне 24-26.5 руб/кВт*ч (32-36 € цент/кВт*ч) [44]. По последним данным «ВТБ Капитала», приведенным «Ъ» в феврале 2019 года, средний LCOE для крупных солнечных энергоустановок (оптовые проекты в рамках постановления 449) составил около 19.01 руб/кВт*ч (27 € цент /кВт*ч), что является самым высоким показателем среди различных видов энергоносителей сравниваемых «ВТБ Капитал». В то время как для крупных ветропарков он составлял 8.16 руб/кВт*ч (12 € цент/кВт*ч). Интересно, что LCOE для атомной энергетики был оценен как второй по стоимости - 9.61 руб/кВт*ч (14 € цент/кВт*ч) [298]. В то время как после тендеров в июне 2019 года, оценочный LCOE для крупных фотоэлектрических систем, основанный на капвложениях на фотоэлектрические системы, 14% КПД фотоэлектрических станций и возврат капитальных вложений по проекту в размере 12%, как сообщается, снизился примерно до 6 рублей/кВт*ч (9 € цент /кВт*ч) [299]. LCOE для ТЭЦ, работающих на газе, а также для электростанций, работающих на угле, остается самым низким. Если кредитные ставки ЦБ РФ по проектам ВИЭ снизятся с одновременным дальнейшим снижением капвложений на фотоэлектрическое оборудование, то к 2030 году мощные фотоэлектрические станции могут стать конкурентоспособными по отношению к традиционным источникам энергии (нефть, газ, и особенно атомной энергии).

Существует ряд субъектов электроэнергетики в России, которые утверждают, что ситуация с производством фотоэлектрической энергии в жилом секторе иная, предполагая, что стоимость солнечной энергии иногда не превышает 9 руб/кВт*ч (€ цент /кВт*ч). Такая разница стоимости кВт*ч объясняется более низкими капитальными затратами (например, отсутствие затрат на аренду или покупку земель под электростанцию, поскольку заинтересованные стороны просто используют собственную крышу/землю для установки фотоэлектрических модулей; отсутствие затрат на подключение к сети), более короткими сроками строительства и отсутствием налоговых последствий в данном сегменте применения фотоэлектрических станций [45].

Исследование Российской Академии Народного Хозяйства и Государственной Службы при Президенте Российской Федерации (РАНХиГС), опубликованное в 2018 году, рассчитало LCOE для электростанций различной установленной мощности и использующих разные условия финансирования. Это исследование иллюстрирует значительный разброс возможных затрат на фотоэлектрическое оборудование в зависимости от основных допущений в расчетах: используя WACC в размере 17.5% для дисконтирования денежных потоков проекта, LCOE варьируются в пределах примерно ~ 11 € цент за кВт*ч (прим. 8 руб) для крупных солнечных станций и примерно 76 € цент (прим. 56.4 руб) для бытовых частных солнечных станций. Сокращение WACC до 7.7% снижает эти значения до 6 € цент /кВт*ч и 43 € цент /кВт*ч (прим 31.9 руб) соответственно. Высокие значения LCOE в данном исследовании учитывают показатели улавливания и компрессии углерода без затрат на его хранение и транспортировку.

Базовые сценарии расчетов рентабельности, выполненные авторами в главе 7 настоящего отчета, привели к расчетным показателям LCOE в диапазоне от 7.23 руб/кВт*ч до 14.42 руб/кВт*ч. Однако, в зависимости от изменения ключевых допущений, таких как стоимость установки и солнечное излучение, уровни LCOE могут быть очень разными. Например, по мере того как фотоэлектричество становится все более распространенным в регионе, конкуренция между поставщиками растет, а цены на установки «под ключ» продолжают снижаться, как и LCOE на фотоэлектричество.

Факт остается фактом: независимо от основных расчетов, низкие цены на традиционную электроэнергию в России остаются барьером для конкурентоспособности себестоимости солнечной энергии и других ВИЭ. Тщательный процесс планирования и правильный выбор площадки под проект (высокая инсоляция, относительно высокие цены на электроэнергию для потребителей, плохое или полное отсутствие сетевого подключения), или личная заинтересованность/мотивация в освоении возобновляемых

источников энергии важны для успеха на зарождающемся российском фотоэлектрическом рынке.

Заданные тарифы

Под «заданными тарифами» для фотоэлектрической и ветровой энергии в настоящем исследовании подразумеваются два вида тарифов:

- **Тарифы на электроэнергию, вырабатываемую электростанциями ВИЭ, которая закупается для покрытия потерь в сетях.** Речь идет об объектах ВИЭ, построенных в соответствии с Постановлением 47 (подробнее см. 2.1.2). Тариф рассчитывается для каждого объекта ВИЭ индивидуально в соответствии с Методическими рекомендациями ФАС России N900/15 от 30.09.2015. Эта электроэнергия реализуется на розничном рынке.
- **Платежи за мощность электростанций ВИЭ, построенных в рамках Постановления 449,** и вытекающие из них цены на энергию за 1 кВт*ч, реализуемую на оптовом рынке. Гарантированные платежи за мощность рассчитываются в соответствии с рекомендациями, предусмотренными Постановлением 449 (подробнее см. 2.1.1).

В 2018 году средний единый тариф на фотоэлектрическую энергию в России составлял 9.05 руб/кВт*ч (13 € цент/кВт*ч). Для ветровой энергетики тариф составлял в среднем 8.97 руб/кВт*ч (13 € цент/кВт*ч), однако были случаи и более высокого тарифа на ветровую энергетику, например, в Оренбургской области (10.31 руб/кВт*ч) и в Башкортостане (11.1 руб/кВтч / 16 € цент/кВтч). Самый низкий тариф был установлен на энергию из биомассы (3,78 рубля/кВт*ч / 5 €цент/кВт*ч). В то же время на оптовом рынке энергия, произведенная с помощью традиционных источников, таких как газ, гидроэнергия и атомная энергия, в среднем составляла 2.07 руб/кВт*ч (3 € цент/кВт*ч). Для объектов, функционирующих на оптовом рынке, основную роль играют платежи за мощность (в соответствии с механизмом Постановления 449). Данные платежи различаются в зависимости от региона, ценовой зоны, в которой расположен объект, и текущей ситуации на рынке, а также от CAPEX/кВт объекта ВИЭ. Объемы капвложений из года в год неуклонно снижаются, а платежи за мощность соответственно уменьшаются. Например, на 2020 г. "Совет рынка" прогнозирует свободные цены на мощность ВИЭ в среднем на уровне 56,529 руб/МВт (809 евро/МВт) для объектов ВИЭ первой ценовой зоны и 32,029 руб/МВт (458 евро/МВт) для объектов второй ценовой зоны.

1.3 Российские бизнес-модели для проектов солнечной энергетики

Бизнес-модели на российском рынке фотоэлектричества можно разделить на следующие две категории:

1. **Регулируемые бизнес-модели,** которые прямо определены в законах об энергетике и могут получить поддержку от вспомогательных механизмов. К этой категории относятся следующие бизнес-модели:
 - **Проекты на оптовом рынке,** в том числе участвующие в регулируемом «АТС» конкурсе долгосрочных договоров на поставку мощности в соответствии с Постановлением № 449. Эти проекты обычно представляют собой наземные фотоэлектрические парки установленной мощностью в несколько мегаватт, но не менее 5 МВт. После постройки, они подключаются к сети (ЕЭС) - в этом сегменте рынка доминируют транснациональные компании, такие как Fortum, Enel и Nevel. По данным «АТС», с момента принятия Постановления 449 в 2013 году, в

Краснодарском Крае, Калининградской области и Ульяновской Области не было ни одного проекта по фотоэлектричеству, выбранных в рамках таких конкурсов. Основными причинами этого являются: высокая стоимость фотоэлектрического оборудования и капитальные затраты, слишком длительные сроки окупаемости по сравнению с другими вариантами инвестиций (5-10 лет [45]) и нехватка государственной поддержки как производителей (потенциальных владельцев фотоэлектрических станций), так и потребителей солнечной энергии. Для Калининградской области дополнительной причиной является ограниченное количество солнечных дней по сравнению с Краснодарским Краем или Республикой Башкортостан и даже Ульяновском. Дополнительным барьером на пути реализации крупных проектов по солнечной энергетике в рамках этого постановления является необходимость удовлетворения требований по локализации к составу (оборудованию) СЭС в размере 70%. Более подробная информация приводится в разделе 2.1.1.

- **Проекты на розничных рынках:** такая классификация проектов образовалась после вступления в силу Постановления № 47 в 2015 году. Такие проекты имеют незначительные отличия от проектов на оптовом рынке. Например, тендер контрактов на строительство фотоэлектрических электростанций на розничном рынке проводится местными федеральными органами власти, и «СО ЕЭС» исключается из процесса управления новой СЭС. Кроме того, установленная мощность таких электростанций не может превышать 25 МВт, в противном случае они должны войти в состав оптового рынка. Важно отметить, что Постановление 47 должно быть адаптировано к региональным условиям и легализовано в каждом регионе индивидуально. Это достигается посредством принятия дополнительных регулятивных документов и местных законов, созданных региональными законодательными органами, которые направлены на обеспечение соблюдения Постановления 47. Более подробная информация приводится в разделе 2.1.2.
- **Микрогенерация (бытовая) до 15 кВт как часть розничного рынка:** Эта группа будет развиваться и станет частью сети в ближайшие годы, так как закон о микрогенерации (Федеральный закон 471) уже вступил в силу, и пройдет некоторое время, прежде чем рынок приспособится к его правилам и в дальнейшем будет дополнять необходимую правовую базу. Здесь частные "активные потребители" имеют возможность производить электроэнергию с целью покрытия своих нужд, а также официально иметь право продавать излишки/отправлять их в сеть. В настоящее время микрогенерация уже существует, но она сводится к PV/наземному небольшому ветру и т.д., которые отключены от сети и не зарегистрированы или не включены в официальную энергетическую статистику. Более подробная информация приведена в главе 2.1.4.
- **Проекты по созданию изолированной энергосистемы:** на Камчатке, в Якутии и на Чукотке уже построены ВИЭ электростанции различной мощности. Эти СЭС являются локальными источниками энергии, отрезанными от ЕЭС и обычно имеющими небольшие мощности, предназначенные для обеспечения энергией выбранного района или населенного пункта. Реализация таких проектов, как правило, обеспечена не конкретным законом, а связана с обязательством гарантирующего поставщика обеспечить электроэнергией потребителей в этих регионах.
- **Проекты для изолированных энергосистем:** На Камчатке, в Якутии и на Чукотке уже построены различные электростанции ВИЭ разной мощности. Эти СЭС являются локальными, отключены от ЕЭС и, как правило, имеют

небольшие мощности, направленные на обеспечение энергией выбранного района или населенного пункта. В основном они работают не на основании конкретного законопроекта, а в силу обязанности гарантирующего, как правило, государственного поставщика обеспечить электроэнергией эти регионы.

- 2. Самокупаемые бизнес-модели**, которые не определены законами об энергетике, но являются результатом инициатив частных инвесторов и компаний: установленная мощность таких проектов может варьироваться от нескольких киловатт до нескольких мегаватт. Примерами таких проектов являются установки, иницируемые промышленными потребителями, которые хотят снизить свою подверженность влиянию роста цен на электроэнергию в результате вышеупомянутого перекрестного субсидирования или которые хотят/вынуждены перейти на полностью автономную или частичную собственную генерацию. Такие электростанции строятся либо предприятиями самостоятельно, либо третьими лицами с целью выработки электроэнергии для собственных нужд.

В данном отчете будет подробно рассмотрена рентабельность четырех из вышеупомянутых бизнес-моделей и их специфическое применение для производства электроэнергии (см Главу 7). Мы отобрали те проекты, которые в настоящее время являются наиболее интересными для российских и немецких малых и средних предприятий, которые хотят стать активными партнерами на российском рынке фотоэлектричества. Этими тремя сегментами являются:

- 1. Наземные сетевые фотоэлектрические станции** (солнечные парки) мощностью до 25 МВт; такие объекты строятся по результатам тендеров на оптовом или розничном рынке, в то время как в данном отчете основное внимание уделяется объектам розничного рынка.
- 2. Гибридные дизель-солнечные электростанции** с мощностью от 50 кВт до нескольких МВт; эти установки обеспечивают электроэнергией автономные районы (удаленные или изолированные территории) или работают в качестве резервных или дополнительных систем в районах с регулярными сбоями в работе электросетей (например, где объекты электросетевого хозяйства имеют высокую изношенность).
- 3. Объекты микрогенерации - подключенные к сетям бытовые фотоэлектрические** (потенциально, также ветряные) станции на крыше/на земле мощностью до 15 кВт, работающие по схеме сетевого учета.
- 4. Независимые объекты солнечной / ветряной генерации**, принадлежащие как частным компаниям, так и государственным предприятиям. Несмотря на то, что эта модель до сих пор не получила широкого применения в России, уже существуют такие примеры, которые демонстрируют эффективность и относительную экономическую рентабельность. Интерес к таким моделям растет, чему способствуют также мероприятия и планируемые пилотные проекты, проводимые в рамках проекта «Enabling PV в России».

Эти бизнес-модели охватывают широкий спектр конфигураций фотоэлектрических систем (с подключением к электросетям, и без него) и с разной установленной мощностью систем. Кроме того, бизнес кейсы касаются различных групп потребителей (сетевых операторов, коммерческих потребителей и физических лиц), и их экономическая доступность основана на различных бизнес-моделях. В то время как большие системы на несколько МВт получают выгодные тарифы и преференции по Постановлениям 449 и 47, рентабельность гибридных установок в основном определяется экономией дизельного топлива, а доходность моделей микрогенерации зависит от экономии на счетах за электроэнергию. Расчеты рентабельности, инвестиционные предпосылки и чувствительность к достижимой рентабельности подробно представлены в разделе 7 настоящего отчета.

2. Нормативно-правовая и деловая база

2.1 Правила и схемы поддержки проектов солнечной энергетики

В настоящее время в России действуют три схемы поддержки производства электроэнергии из возобновляемых источников на оптовом и розничном рынках, в том числе фотоэлектрических станций. Требования к фотоэлектрическим установкам отличаются в зависимости от принадлежности к конкретному рынку.

2.1.1 Отбор проектов ВИЭ на оптовом рынке

2.1.1.1 Введение

Пожалуй, наиболее заметная и масштабная схема поддержки развития возобновляемой энергетики и производства электроэнергии на основе ВИЭ в России была введена в 2013 году с **Постановлением № 449**, разработанного Министерством энергетики Российской Федерации и принятого Правительством 28 мая 2013 года. Данным постановлением был создан механизм стимулирования использования ВИЭ как на оптовом рынке электроэнергии, так и на рынке мощности. Принятое постановление стало первым этапом развития возобновляемой энергетики в России.

Основная идея механизма поддержки возобновляемой энергетики на оптовом рынке заключается в том, что поставщики возобновляемой энергии (инвесторы), как российские, так и иностранные, **получают долгосрочные договоры на поставку фотоэлектрических мощностей (ДПМ)** после отбора инвестиционных проектов на конкурсной основе. В отличие от других европейских тендерных схем, данная схема предлагает победителям плату за мощность (МВт), а не за выработку электроэнергии (МВт*ч). Согласно договорам на поставку мощности, потребители оптового рынка (крупные потребители электроэнергии) обязаны оплачивать поставленную мощность по выгодным для инвестора тарифам в течение 15 лет (срок действия договоров).

Следует отметить, что **поддержка возобновляемых источников энергии через договоры на поставку мощности (МВт) является уникальной концепцией**, в отличие от вознаграждения на основе поставляемой электроэнергии (МВт*ч).

Такие конкурсные отборы по строительству мощности (солнечная, малая гидроэнергетика, энергия ветра, энергия из отходов) **проводятся ежегодно, начиная с 2013 года**, регулирующим органом «АТС» при участии «Совета Рынка» и «СО ЕЭС» [46] и каждый год отбирается несколько проектов. В 2018 году победу одержали две компании (финская электроэнергетическая компания «Фортум» и российская компания «Авелар Солар Технолоджи» (дочернее предприятие Nevel) [47]. Обе компании в совокупности реализуют 10 фотоэлектрических проектов общей мощностью 148.5 МВт. Заявленные капитальные вложения семи проектов, предложенных компанией Fortum, с общей планируемой мощностью 110 МВт, составляют почти половину всех капитальных затрат, предложенных компанией «Авелар Солар Технолоджи».

2.1.1.2 Этапы процесса

Как уже упоминалось выше, регулирующие органы «Совет рынка» и «АТС» приглашают потенциальных поставщиков электроэнергии, произведенной на основе возобновляемых источников энергии, к участию в тендере на поставку мощности, который проводится ежегодно

Процедура отбора проектов состоит из двух туров:

1. В первом отборочном туре определяется, отвечает ли проект всем требованиям участия в схеме, таким как:
 - максимальные капитальные затраты на 1 кВт
 - требования по локализации
2. Во втором отборочном туре выбор проектов-победителей осуществляется по одному параметру - капитальным затратам на проект.

После выбора проекта, **инвестор будет получать ежемесячное вознаграждение (плату за мощность) в зависимости от мощности генерирующего объекта.** Вознаграждение рассчитывается для каждого объекта генерации индивидуально и основывается на капитальных затратах, указанных в предложении, представленном инвестором в ходе тендера. Победители тендера заключают договор на поставку мощности с потребителями оптового рынка через посредника – «Центр Финансовых Расчетов» (ЦФР) [48]. Победившая сторона получает гарантии стабильной рентабельности и выгодные тарифы на электроэнергию, но обязана завершить строительство установки по использованию возобновляемых источников энергии и обеспечить выполнение требований локализации (см. раздел 2.1.1.4)

Для получения права на поддержку по схеме ДПМ, установки ВИЭ должны быть квалифицированы как генерирующие мощности, работающие на возобновляемой энергии и сертифицированы регулирующим органом «Совет рынка», в соответствии с постановлением правительства №426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» и должны быть включены в официальную версию региональной «Схемы и Программы перспективного развития региональной электроэнергетики» (документ, также подготавливаемый каждым регионом индивидуально и на ежегодной основе, также упомянутый в разделе 3.3), утвержденная органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Кроме того, при расчете цены мощности учитывается **ожидаемая выручка от реализации электроэнергии на оптовом рынке.** Таким образом, у инвестора есть два потока доходов, которые в совокупности должны обеспечить норму доходности 12%.

2.1.1.3 Требования и условия схемы поддержки

Как упоминалось в предыдущем разделе, для получения поддержки в рамках схемы тендера на поставку мощности **установки по использованию возобновляемых источников энергии должны быть одобрены регулирующим органом «Совет рынка»** и получить статус «генерирующего объекта, работающего на основе возобновляемых источниках энергии». Этот статус может быть присвоен только после завершения монтажа, подключения к сети и ввода в эксплуатацию станции.

Кроме того, схема тендера на поставку мощности подходит для **ВИЭ электростанций** установленной мощностью **не менее 5 МВт** [12] участников оптового рынка. Для участия в тендере на поставку мощности инвестор должен быть зарегистрирован в качестве временного поставщика на оптовом рынке [31].

Еще одним важным требованием для этой схемы поддержки является то, что **электростанция ВИЭ должна соответствовать определенным критериям работоспособности**, таким как минимальный коэффициент мощности в течение года. Он должен быть 0.14 для фотоэлектрических станций. Коэффициент мощности отражается в количестве электроэнергии, которое производители ВИЭ продают за год. Если коэффициент мощности станции ниже 0.14, то компенсация за мощность будет снижена соответственно.

Кроме того, **максимальные капитальные вложения по проекту** (выраженные в рублях/кВт), **являются фиксированными** и определяются распоряжением правительства № 1472-р. Например, максимально допустимые капитальные вложения

для установок, введенных в эксплуатацию в 2019 году, составили 105,262 руб/кВт (примерно 1,507 евро/кВт), в то время как для станций, введенных в эксплуатацию в 2020 году, лимит был снижен до 103,157 руб/кВт (примерно 1,477 евро/кВт); в 2021 году лимит капвложений составит 101,094 руб/кВт (около 1,448 евро/кВт) [317]. Фактические значения капитальных затрат на кВт отличаются от предельных значений и постоянно снижаются из года в год. Например, в 2019 году капвложения на 1 кВт/кВт составили около 75,000 рублей (1,074 евро) [309].

Тендеры на поставку мощности для выбора электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии, **организуются только для первой и второй ценовых зон** (см. раздел 1.2.5), т.е. Постановление № 449, регулирующее тендеры на поставку мощности, а также его требования, не распространяется на объекты возобновляемой энергетики в изолированных регионах и неценовых зонах.

Исходя из имеющейся на данный момент информации, действие механизма Постановления 449 будет продлено после 2024 года, но с некоторыми изменениями. Предполагается, что будут изменены не только требования к локализации, но и, возможно, изменится и весь метод расчета схемы поддержки. Минэкономразвития России в 2019 г. предложило основывать механизм тендера не на капитальных вложениях, как сейчас (выигрывает проект с самыми низкими капвложениями), а на LCOE, который включает капитальные вложения, операционные расходы и рентабельность с ежегодным небольшим снижением предельного уровня для LCOE по результатам новых тендеров [298]. В случае реализации такой схемы общая рентабельность и срок окупаемости оптовых проектов ВИЭ, вероятно, окажутся под негативным влиянием. Поэтому нынешние игроки на российском рынке ВИЭ в основном выступают против предложенной схемы и разделяют мнение о том, что она замедлит дальнейшее развитие ВИЭ в России. Для продления срока действия механизма оптовой поддержки планируется реализовать еще 10 ГВт мощностей на базе ВИЭ до 2049 года общей оценочной стоимостью 1.3-1.7 млрд. рублей (18.6-24.3 млн. евро) [300].

2.1.1.4 Требования по локализации

Еще одним важным фактором для инвесторов в солнечную энергетику является правило местного содержания контента строящихся объектов (локализации), согласно которому **70% оборудования, используемого для строительства фотоэлектрических установок, а также для разработки проектов, должно быть произведено в России** (в 2014-2015 годах - 50%, а в 2016-2024 годах - 70%) [50]. Определение коэффициента локализации описано в главе 2.3.4.

Если инвесторы в проекты по солнечной энергетике не выполняют требование по местному содержанию в размере 70%, на них распространяется значительный штрафной коэффициент, который составляет 0.35 (для ветряных электростанций штрафной коэффициент равен 0.45). При этом, в соответствии с проектом распоряжения «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии», вышеуказанные коэффициенты применяются при одновременном выполнении двух условий – несоответствие уровня локализации 70% для солнца и 65% для ветроэлектростанций, и при условии, что проект был отобран на конкурсе до 1 Января 2020 года. В то же время, при условии невыполнения требований по локализации и при факте отбора проекта после 1 Января 2020 года, понижающий коэффициент для солнечных электростанций будет гораздо ниже – 0.05. Соответственно, если разработчик фотоэлектрической станции не удовлетворяет минимальному уровню локализации 70%, он получит только 35% от расчетной платы за мощность (на 65% ниже начального уровня). Эти факторы/риски потенциально могут оказать негативное воздействие на проекты [52].

Это правило является препятствием для увеличения доли ВИЭ в общем объеме установленной мощности электрогенерирующих объектов, поскольку российская

промышленность по производству оборудования и технологий, использующих ВИЭ, все еще мала и слабо развита, а существующие крупные заводы по производству фотоэлектрических модулей, как правило, обеспечивают своей продукцией одного самого крупного игрока на рынке солнечной энергетики в России и производство заточено под заказы одной компании. Следовательно, обеспечение проектов ВИЭ оборудованием местного производства в итоге оказывается сложнее и дороже. По этим причинам, цели по увеличению установленной мощности ВИЭ до 4.5% к 2024 году становятся труднодостижимыми [51].

Согласно действующему постановлению, поддержка проектов в области ВИЭ осуществляется до 2024 года. Теперь вопрос о продлении срока действия схемы до 2035 года рассматривается Минэнерго России и Минпромторгом России. **В случае продления срока действия механизма после 2024 года планируется довести требования к локальному содержанию до 100% для фотоэлектрических и 90% для ветроэнергетических проектов к 2035 году** [295], [296].

2.1.2 Отбор проектов ВИЭ на розничном рынке

2.1.2.1 Введение

В январе 2015 г. принято **Постановление** Правительства Российской Федерации № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии». Постановлением введен **механизм поддержки объектов генерации на ВИЭ установленной мощностью до 25 МВт на розничном рынке электроэнергии**.

Постановление содержит общие директивы, которые не определены для отдельных регионов. Таким образом, во **всех регионах России Постановление 47 должно быть адаптировано и исполняется отдельно** посредством подготовки и выпуска соответствующих законодательных актов, указов и законов. В Башкортостане такие законы приняты, в Калининградской области - нет. Постановлением обязывает регионы применять эти законы, но не уточняет, в какие сроки это должно быть сделано и какие меры существуют за несоблюдение этих сроков или игнорирование Постановления.

В соответствии со схемой, **местные сетевые компании в соответствующих регионах обязаны закупать электроэнергию, произведенную объектами ВИЭ, для компенсации прогнозных потерь в сетях. Однако покупка ограничивается 5% от прогнозируемых потерь в сети для каждого регионе**.

Проекты, квалифицируемые регулирующим органом «Совет рынка» как «функционирующие на основе возобновляемых источников энергии», получают долгосрочные регулируемые тарифы на срок до 15 лет (как и на оптовом рынке) [53]. Для получения таких компенсационных тарифов, операторы генерирующих объектов, работающих на возобновляемых источниках энергии, должны участвовать в конкурсных отборах - тендерах на поставку электроэнергии, проводимых в каждом из субъектов Российской Федерации (см. Раздел 2.1.2.4).

Согласно Постановлению № 47, включение генерирующего объекта, работающего на возобновляемых источниках энергии, в ценовой и неценовой сегмент розничного рынка и в изолированные регионы должно происходить по следующим принципам:

- Минимизация роста цен (тарифов) на электроэнергию для конечных потребителей на розничном рынке
- Для неценовых и ценовых зон объем электроэнергии, закупаемой от объектов ВИЭ, не должен превышать 5% от прогнозируемых сетевыми организациями потерь электроэнергии в сетях
- Для изолированных районов реализация проекта должна привести к снижению цен на электроэнергию в соответствующем регионе

- Минимизация ущерба окружающей среде
- Решение социальных проблем в районе реализации проекта
- Прозрачность шагов

По разным оценкам, **общая мощность ВИЭ энергоустановок, которые могут быть реализованы в рамках этого механизма поддержки, составляет приблизительно 3,000 МВт** при общем объеме необходимых инвестиций в размере 8 млрд. долларов США (примерно 7 млрд. евро) [54].

2.1.2.2 Ответственность сторон и условия

В отличие от схемы тендера на поставку мощности (Постановление № 449), важную роль в развитии проектов возобновляемой энергетики на розничном рынке играют региональные, а не федеральные органы власти [55]. **Регионы сами решают, проводить ли тендеры на конкретные технологии по использованию возобновляемых источников энергии, или же выбирать технологически нейтральные.**

Однако федеральные власти не исключены из процесса полностью, поскольку **региональные власти могут устанавливать регулируемые тарифы для установок по использованию возобновляемых источников энергии только на срок не более 5 лет.** Тарифы на более длительные периоды времени должны утверждаться федеральными органами власти. Кроме того, федеральный орган, а именно, регулирующий орган «Совет рынка», должен официально классифицировать установку как объект генерации на основе ВИЭ.

Максимальные капитальные вложения проекта (выраженные в рублях/кВт), а также затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (выраженные в рублях/кВт в год) являются фиксированными и определяются распоряжением Правительства № 1-р. Например, максимально допустимые капитальные затраты на фотоэлектрические станции, введенные в эксплуатацию в 2019 году, составили 110,525 руб/кВт (около 1,578 евро/кВт), в то время как для установок, введенных в эксплуатацию в 2020 году, лимит был снижен до 108,315 руб/кВт (около 1,547 евро/кВт); на 2021 год верхний предел CAPEX установлен на уровне 106,149 руб/кВт (около 1,516 евро/кВт). Максимально допустимые базовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание в 2019 году составили 2,777 рублей/кВт (прибл. 39.77 евро/кВт в год), а в 2020 году эта цифра увеличилась до 2,880 рублей/кВт (прибл. 41.24 евро/кВт в год) и до 2,987 рублей/кВт в 2021 году (42 евро/кВт) [317].

2.1.2.3 Формирование тарифов

Ставка регулируемого тарифа для объектов ВИЭ рассчитывается по методике, утвержденной приказом ФАС России от 30 сентября 2015 года № 900/15 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».

Согласно этой методологии, **регулируемые тарифы рассчитываются таким образом, чтобы базовый уровень рентабельности инвестиционного капитала (ROIC) составлял 12%** (для проектов, введенных в эксплуатацию с января 2017 года). Эти тарифы, как правило, в несколько раз выше по сравнению с тарифами на обычную электроэнергию, используемую для тех же целей.

На розничном рынке, как и оптовом рынке, **фотоэлектрический проект должен удовлетворять требованиям локализации не менее 70%**, в противном случае льготный тариф снижается на 65% (см. раздел 2.1.1.4).

Основное различие между схемой поддержки проектов ВИЭ на розничном рынке и схемой, применяемой на оптовом рынке, заключается в том, что **регулируемый тариф на розничном рынке рассчитывается за МВт*ч**, в то время как на оптовом рынке тариф рассчитывается за мощность, выраженную за МВт по договорам о поставки мощности (ДПМ) (Постановление № 449) [56]. Это означает, что нет необходимости вносить какие-либо корректировки в преференциальный тариф при изменении рыночных цен на электроэнергию [57].

Приказ № 900/15 был изменен 15 марта 2018 года, когда вступил в силу приказ № 317/18, которым была введена методика расчета тарифа для электростанций, установленных в изолированных регионах - этот важный аспект ранее был упущен из виду.

2.1.2.4 Этапы процесса

Согласно Постановлению № 47, существует **семь этапов получения поддержки** (льготного тарифа) по схеме тендера на поставку электроэнергии, включая фотоэлектрические проекты [58] (см. Рисунок 15).

Рисунок 15 Этапы процесса получения поддержки для проекта ВИЭ на розничном рынке



Источник: eclareon & ЕВРОСОЛАР Россия, 2019

Проекты на основе возобновляемых источников энергии, поддерживаемые по схеме тендера на поставку электроэнергии, отбираются в рамках **конкурсной процедуры** (тендера), которая проводится региональными органами исполнительной власти. Постановление № 47 не определяет периодичность проведения таких конкурсов, что означает, что региональные органы исполнительной власти имеют право самостоятельно принимать решения. Отдельные проекты по возобновляемым источникам энергии затем включаются в региональные схемы и программы развития электроэнергетического сектора. Лишь с включением в региональную «Схему и Программу перспективного развития энергетического сектора...» установки по использованию ВИЭ могут быть сертифицированы регулирующим органом «Совет рынка» (по аналогии с оптовым рынком). Квалификация осуществляется в соответствии с «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», утвержденным в июне 2008 года Постановлением № 426.

На основании квалификационного аттестата **региональный регулирующий орган устанавливает регулируемый тариф на мощность и на электроэнергию, произведенную из возобновляемых источников энергии, для целей компенсации**

потерь в сетях, который выплачивается сроком на 15 лет. Когда предприятие, использующее возобновляемые источники энергии, начинает производить электроэнергию, «Совет рынка» сертифицирует произведенный объем электроэнергии и на основании этих сертификатов, сетевой оператор выплачивает вознаграждение за поставленную электроэнергию от объекта генерации от объекта ВИЭ [59].

2.1.2.5 Эффективность схемы поддержки

В настоящее время в российских регионах появляется все больше новых фотоэлектрических проектов, направленных на производство энергии для розничного рынка, и эта модель как таковая становится популярной. В 2019 году компания "Хевел" выиграла проект в рамках Постановления № 47 в Краснодарском крае - строительство фотоэлектрического парка мощностью 73,5 МВт с CAPEX 92,700 руб/кВт (ниже, чем предельно допустимый CAPEX в соответствии с Постановлением N1-р). В марте 2020 года еще один крупный игрок российского рынка фотоэлектричества - "Солар Системс" - выиграл проект мощностью 10 МВт в Республике Башкортостан с капвложениями на 1 кВт около 92,000 рублей/кВт. Представленные мощности были включены в Схемы и Программы развития энергетики Краснодарского края и Республики Башкортостан.

Эффективность системы поддержки может быть ограничена следующими четырьмя особенностями:

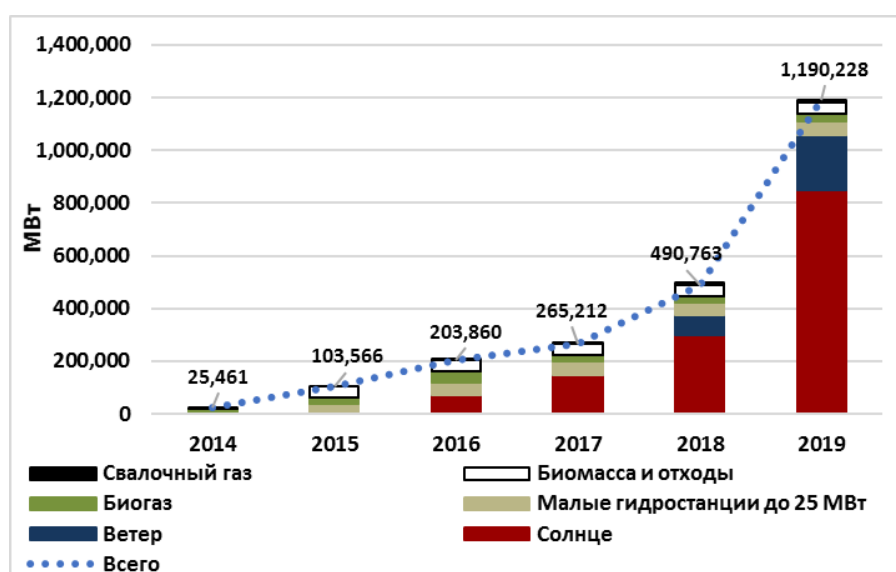
1. Регулируемые тарифы определяются только после того, как регулирующий орган «Совет рынка» квалифицирует объект как «работающий на основе ВИЭ». Установки на основе использования возобновляемых источников энергии могут квалифицироваться только после завершения строительства, что означает, что разработчики проекта/инвесторы имеют право на регулируемые тарифы только после вложения инвестиций, поэтому существует неопределенность в отношении доходов от проекта и риски.
2. Установлено ограничение покупки электроэнергии от возобновляемых источников энергии на розничном рынке до 5% от общих потерь в электрических сетях, что приводит к ограничению покупки электроэнергии от возобновляемых источников оператором электрических сетей [60]. Суммарные потери в электрических сетях Калининграда в 2017 году составили 762.6 ГВт*ч. Это означает, что по схеме поддержки розничного рынка может быть реализовано максимум 3,100 МВт*ч электроэнергии в месяц, что примерно соответствует производительности солнечных фотоэлектрических установок мощностью 30 МВт. В Краснодарском крае общие потери в 2017 году составили 3,980 ГВт*ч, где 5% - это эквивалент 199,020 МВт*ч возобновляемой электроэнергии, которая может быть реализована по схеме поддержки в месяц, что соответствует выработке от 174 МВт солнечных электростанций в регионе.
3. Кроме того, в соответствии с тарифным регулированием, регулируемые тарифы, которые действуют более 5 лет, нуждаются в согласовании с федеральными властями, что еще больше увеличивает неопределенность в отношении того, будут ли предоставляться тарифы на долгосрочную перспективу.
4. Как упоминалось выше, тарифы рассчитываются по методике, утвержденной приказом № 900/15, как для установленной мощности, так и для электроэнергии, реализуемой на розничном рынке [61]. При разработке методики чиновники не учли, что согласно Постановлению № 442 (Правила розничного рынка) количество электроэнергии, которое может быть продано сетевому предприятию для компенсации 5% его потерь, должно быть подтверждено специальным сертификатом, который выдается регулирующим органом «Совет рынка». Однако в Постановлении № 442 отсутствует ссылка на мощность как на товар. Соответственно, возможна ситуация, когда оператор электростанции не может продать мощность из-за того, что сертификаты не были выданы [59].

2.1.3 Текущие результаты реализации обеих схем

Эти две схемы поддержки оказали положительное влияние на российский рынок ВИЭ и привели к росту объемов электроэнергии, вырабатываемой объектами, квалифицируемыми НП «Совет рынка» как ВИЭ. Если в 2016 году конкуренция на российском рынке ВИЭ практически отсутствовала, то в 2018 году на рынок вышли новые игроки и компании, завершившие проекты в рамках обоих Постановлений 449 и 47. В результате капвложения в системы ВИЭ стали снижаться.

Приведенная ниже схема иллюстрирует производство электроэнергии объектами ВИЭ, квалифицированными «Советом рынка», и распространяется на оптовый и розничные рынки электроэнергии.

Рисунок 16 Электроэнергия, выработанная квалифицированными электростанциями ВИЭ на оптовом и розничном рынках электроэнергии России, 2014-2019 гг.



Источник: eclageon 2020 по материалам НП «Совет Рынка», 2020 [178]

С 2014 года объем электроэнергии, вырабатываемой квалифицированными объектами ВИЭ, построенными в соответствии с постановлениями №449 и №47, увеличился более чем в 46 раз.

2.1.4 Целевые показатели введения ВИЭ мощностей

Существующие схемы поддержки ВИЭ, в частности, включали целевые показатели мощности ВИЭ, которые будут установлены в России в рамках Постановлений 449 и 47. Эти целевые показатели были незначительно изменены в апреле 2020 года в связи с внесением изменений в Распоряжение Правительства России от 18 апреля 2020 года N 1081-р и в настоящее время являются следующими:

Таблица 5 Целевые показатели ввода мощностей ВИЭ в рамках постановлений 449 и 47 в России до 2024 года

Тип ВИЭ, МВт	2020	2021	2022	2023	2024	Всего за период
СЭС	270	162.6	162.6	240	238.6	1,073.8
ВЭС	500	500	500	500	500	2,500
Гидро менее 25 МВт	16	24.9	33	23.8	41.8	139.5
Иные	786	687.5	695.6	763.8	495.1	3,428

Источник: Постановление Правительства N 1-р, 2020 [317]

Основные изменения произошли в плановой мощности фотоэлектрических и ветровых установок, которая была увеличена. Для фотоэлектрических установок целевые показатели как на 2022, так и на 2023 годы резко возросли более чем в 2 раза по сравнению со старыми целевыми показателями на те же годы, соответственно. Для ветроэнергетики целевая установленная мощность на 2024 год была изменена и выросла на 17,5%. В основном это также означает, что в период между 2022 и 2024 годами на российском энергетическом рынке доступен для инвесторов большой пул заявленных проектов в области ВИЭ. Общие целевые показатели мощности ВИЭ, которые должны быть установлены в течение всего периода (2014-2024 гг.) функционирования текущих программ поддержки, также несколько повысились: в общей сложности на 32,1 МВт больше для ветра; на 279,6 МВт больше для фотоэлектрических установок и на 311,7 МВт больше для других ВИЭ (за исключением малых ГЭС).

2.1.5 Микрогенерация

Дискуссия вокруг долгожданного принятия закона о микрогенерации в России (см. опубликованный в 2019 году отчет «Enabling PV в России») завершилась в декабре 2019 года: закон о микрогенерации был подписан Президентом России 23 декабря 2019 года и получил официальное название Федеральный закон от 27 декабря 2019 года N 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации» [292].

Закон устанавливает следующие принципы:

- Объект микрогенерации может функционировать «на основе источников энергии, в том числе ВИЭ».
- Установленная мощность объекта микрогенерации не должна превышать 15 кВт.п.
- Микрогенерирующая установка должна принадлежать пользователю или принадлежать владельцу на других законных основаниях
- Энергоприемные устройства такого объекта должны быть технологически подключены к электросетевым объектам с напряжением до 1,000 вольт. Порядок подключения к электросетям и учета электроэнергии будет уточнен в проекте постановления правительства, который должен быть представлен Минэнерго России до июля 2020 г.
- Объект микрогенерации должен быть нацелен на удовлетворение собственных потребностей в энергии для домашних хозяйств или других пользователей или на обеспечение собственных производственных нужд.
- Владельцы или пользователи объектов микрогенерации являются участниками розничного энергетического рынка России.
- Продажа излишков электроэнергии владельцем/пользователем не считается предпринимательской деятельностью (поэтому не подпадает под требования законодательства и налогообложения, применяемого к юридическим лицам).
- Гарантирующий поставщик, действующий в ценовой и неценовой зонах энергетического рынка в конкретном регионе/районе, обязан заключить договоры с владельцами микрогенерации (которые являются частью розничного рынка) и закупить излишки электроэнергии с объекта
- Цена закупки электроэнергии от микрогенерирующих объектов (в основном, feed in («закупочный») тариф) не должна превышать цены на электроэнергию на оптовом рынке.
- Сетевые компании обязаны заключать договоры купли-продажи электроэнергии с владельцами/пользователями микрогенерирующих объектов и приобретать

энергию у этих объектов в целях компенсации потерь в сетях (в основном, такой же тип механизма определен Постановлением 47)

- Закон распространяется только на частные самостоятельные дома и других пользователей, многоквартирные дома исключаются из списка потенциальных пользователей

В целом, закон составлен таким образом, что владельцы/пользователи дизельных/биомассовых/бензиновых/угольных/торфяных энергетических установок мощностью до 15 кВт считаются владельцами микрогенерирующих мощностей и имеют возможность участвовать в российском розничном электроэнергетическом рынке. Несмотря на то, что сам закон уже действует, официальный механизм сетевого подключения объектов микрогенерации, а также механизм учета электроэнергии до сих пор отсутствует. По некоторым данным, они будут определены отдельным приказом, подготовленным Минэнерго России до июля 2020 года. Это означает, что до июля 2020 года у сетевых компаний все еще останется сильный стимул не подключать к своим сетям генерирующие мощности ВИЭ. Положительным моментом является то, что это техническое присоединение планируется упростить.

Согласно закону, продажа излишка электроэнергии с микрогенерирующего объекта не считается предпринимательской деятельностью, а значит, не облагается налогом, как доходы физических лиц. Однако Налоговый кодекс России не был соответствующим образом адаптирован. В поправках к Налоговому кодексу, инициированных правительством в конце 2018 года, говорится, что операторы объектов микрогенерации будут освобождаться от налога на доходы физических лиц только до 1 января 2029 года [293].

Многие вопросы возникают, когда речь заходит о "закупочных тарифах" для микрогенерирующих мощностей (если фактически такую энергию, приобретаемую по оптовым ценам, можно обозначить как "закупочный тариф"). В России устанавливаются только предельные цены, в то время как минимальный тариф в законе не оговаривается. Учитывая уровень оптовых цен, "закупочный тариф" на микрогенерацию вряд ли превысит 1,5 рубля/кВт*ч (2 € цент/кВт*ч). Эта цена в 2-4 раза ниже тарифа, оплачиваемого жилыми и небольшими коммерческими розничными потребителями за кВт*ч электроэнергии из сети. Несмотря на то, что даже такая низкая цена положительно влияет на срок окупаемости микрогенерирующей установки ВИЭ, гораздо эффективнее было бы устанавливать тарифы на подачу электроэнергии выше сетевых цен. Минэнерго России отмечает, что цены поддерживаются на оптовом уровне, поскольку розничные цены включают в себя затраты на передачу и распределение, а также другие услуги, предоставляемые гарантирующими поставщиками и сетевыми компаниями, в то время как микрогенерирующая установка просто производит энергию, которая затем может быть продана по цене чистой выработки электроэнергии/кВт*ч [294]. Несмотря на низкую цену продажи доступной электроэнергии, поправка к Закону 471 о микрогенерации рассматривается как важный следующий шаг в направлении поддержки ВИЭ и развития микрогенерации.

2.1.6 Иные механизмы поддержки

Постановлением правительства от 20 октября 2010 года № 850 определены критерии субсидирования технологического присоединения к сетям объектов генерации от возобновляемых источников энергии мощностью до 25 МВт из федерального бюджета. Согласно этим критериям:

- электроэнергия должна вырабатываться на основе ВИЭ
- установленная мощность объекта ВИЭ не может превышать 25 МВт
- владелец генерирующего объекта не имеет задолженности по налогам, не является банкротом и т.д.

В 2016 году Постановление № 850 было дополнено Постановлением № 961 от 23 сентября 2016 года, которое было принято в рамках государственной программы «Энергоэффективность и развитие электроэнергетики». Постановлением № 961 установлены определенные правила и порядок получения федеральных субсидий на присоединение к электрическим сетям генерирующих объектов, работающих на возобновляемых источниках энергии, мощностью до 25 МВт

Документ предусматривает следующее: решение о предоставлении субсидии принимается специальной комиссией, созданной Минэнерго. **Субсидия не может превышать 70% от общих затрат на присоединение объекта ВИЭ к сети и не может превышать 15 млн. рублей (около 202 тыс. евро).** Наконец, затраты на технологическое присоединение определяются как фактическая стоимость технологического присоединения, определяемая в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике[65].

Также в 2016 году вступило в силу Распоряжение 1634-р "Об утверждении схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики". Данная директива устанавливает сроки строительства ВИЭ и других объектов электроэнергетики, а также реконструкции и строительства высоковольтных линий электропередач и трансформаторных подстанций по всей России на период до 2030 года. Согласно документу, новые мощности ВИЭ должны выйти на проектную мощность: 771 МВт ветроэнергетики, из них 310 МВт - в Краснодарском крае и Республике Адыгея; 2.9 ГВт крупных ГЭС до 2030 года. PV-парки в документе не упоминаются и исключаются из территориальных схем [238].

Наряду с указанными законодательными актами постановление 1-р от января 2009 г. с изменениями от июля 2019 г. обосновывает общую концепцию развития ВИЭ для страны. В документе, однако, без уточнения по видам источников энергии и исключая крупные гидроэлектростанции, приведены цифры доли производства ВИЭ в электроэнергетическом балансе страны: 1.5% за 2010 год; 2.5% за 2015 год и 4.5% за 2024 год. До внесения поправок в 2019 году был установлен целевой показатель 4.5% ВИЭ до 2020 года. Согласно постановлению, суммарная мощность вновь установленных (после 2014 года) фотоэлектрических установок должна достигнуть 1.9 ГВт к 2024 году, для ветра этот показатель достигает 3.4 ГВт [239].

Постановление N 1145 от сентября 2018 года устанавливает некоторые изменения в действующих законодательных актах, законах и подзаконных актах. Все изменения направлены на поддержку развития ВИЭ и привлечение инвесторов в технологии ВИЭ, упрощение и ускорение ввода в эксплуатацию объектов ВИЭ, избежание дополнительных ненужных расходов при строительстве ВИЭ. Среди таких изменений:

- Требование об оснащении каждой генерирующей установки измерительным устройством было отменено. До этого каждая генерирующая установка (например, ветряная турбина) должна была быть оснащена индивидуальным измерительным прибором. Сегодня измерительный прибор должен быть установлен таким образом, чтобы можно было регистрировать всю выработку электроэнергии в массиве, например, в точке подключения к сети. Основное требование заключается в том, чтобы счетчик регистрировал общий объем электроэнергии, выработанной всеми генерирующими блоками ВИЭ.
- Инвестор, строящий генерирующий объект ВИЭ на условиях Постановления 449 для оптового рынка, теперь имеет право изменить (реструктурировать) планируемую установленную мощность объектов планируемой ВИЭ, на которые он подавал заявку до начала процесса продажи электроэнергии. Однако изменить планы можно только один раз. Кроме того, изменение установленной мощности не должно превышать 0.5 МВт; конечная общая установленная мощность все еще не должна быть меньше 5 МВт; общая планируемая установленная мощность в рамках одной компании должна остаться такой же,

как было заявлено до начала процесса продажи электроэнергии; поставка электроэнергии на оптовый рынок из запланированных объектов ВИЭ также должна остаться такой же. Другими словами, в случае если инвестор выиграл конкурс и получил 11 МВт фотоэлектрической (или ветровой) энергии в регионе X, общая мощность может быть разделена на 2 фотоэлектрических парка по 5.5 МВт каждый. В соответствии с новой поправкой, инвестор может изменить план и построить один фотоэлектрический парк мощностью 5 МВт и другой мощностью 6 МВт.

2.2 Поддержка сектора тепловых насосов и малого ветра

При анализе законодательной поддержки ВИЭ в России можно найти целый ряд указов и законов, направленных на поддержку этих современных технологий. Однако основная доля этой поддержки направлена на такие технологии, как фотоэлектричество, ветроэнергетика, гидроэнергетика, биогаз и использование отходов в производстве энергии. Например, сектор тепловых насосов (ТН) в России недостаточно развит как в отношении бытовых, так и промышленных потребителей. В то же время, тепловые насосы в России считаются доступным вариантом для потребителей тепла: по данным «Государственной информационной системы России в области энергосбережения и энергоэффективности», стоимость 1 кВт*ч тепла от геотермального теплового насоса составляет около 0.9 рублей, что является самым дешевым вариантом (даже дешевле, чем системы отопления на природном газе) [247]. Однако капиталовложения на тепловые насосы в России все еще очень высоки, и большая часть оборудования импортируется из зарубежных стран, что увеличивает затраты.

В настоящее время в России действует только один законодательный акт, предусматривающий косвенную поддержку сектора тепловых насосов в России - Указ N 600 от июня 2015 г. [242].

Указ N 600 определяет тепловые насосы как энергоэффективную технологию и предусматривает налоговые льготы для пользователей ТН:

- Предоставление инвестиционного налогового кредита организациям, инвестирующим в энергоэффективные технологии (в том числе, но не ограничиваясь ТН) [243]
- Налогоплательщики имеют право применять специальный коэффициент к базовой норме амортизации в отношении амортизируемых основных средств, связанных с высокой энергоэффективностью (ТН) [244]
- Организации, имеющие вновь зарегистрированное энергоэффективное оборудование (в т.ч. ТН), освобождаются от уплаты налогов на 3 года [245]

Хотя перечисленные выше механизмы поддержки весьма привлекательны, они применяются редко. Первая причина заключается в том, что в России отсутствует нормативная база, необходимая для проектирования и строительства систем ТН. Без четких стандартов и нормативов собственник испытывает трудности с регистрацией системы ТН и доказательством того, что она считается энергоэффективной технологией. Без такой регистрации налоговые льготы не применяются. Вторая причина - низкая информированность налоговых органов о технологии тепловых насосов и Постановлении 600. Часто операторам ТН приходится доказывать местной налоговой службе, что принадлежащая им установка ТН заслуживает налоговых льгот [246].

Что касается малого ветра, то конкретных норм, поддерживающих этот тип ВИЭ, не существует, так как в России нет рынка малого ветра. Для более крупных ветропарков,

построенных в соответствии с Постановлением 449 или 47, действуют те же правила, что и для солнечных электростанций, которые описаны в вышеприведенных разделах. Разница между ВЭС и фотоэлектрическими установками заключается только в требованиях относительно доли местного содержания оборудования и предельного значения капитальных затрат (CAPEX). Для ветроэнергетических проектов для оптового рынка, местное содержание, требуемое в период между 2019 и 2024 годами, составляет 65%, в то время как максимальное значение CAPEX/кВт: 109,561 руб/кВт (1,568 евро/кВт) в 2019 году; 109,451 руб/кВт (1,567 евро/кВт) в 2020 году; 109,349 руб/кВт (1,565 евро) в 2021 году; 109,232 руб (1,564 евро) в 2022 году; 109,123 руб в 2023 году и 109,014 рубля (1,561 евро) в 2024 году [265].

2.3 Кодексы и стандарты

2.3.1 Правила передачи электроэнергии и технологическое присоединение к сетям

Наиболее важным законодательным актом, регулирующим деятельность по передаче электроэнергии, является **Постановление Правительства № 861** «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Как следует из названия, **постановление устанавливает четыре набора правил**: первые три предоставляют равные права всем потребителям электроэнергии на доступ к передаче электроэнергии и связанным с ней услугам, а четвертая служит ориентиром и устанавливает технические требования для присоединения генерирующего объекта к сети [66].

Что касается подключения объектов ВИЭ к сетям, то данный процесс недостаточно прозрачен. В настоящее время и операторы ВИЭ систем, и сетевые компании понимают процесс технологического присоединения только для следующих систем ВИЭ:

- Энергетические объекты, построенные в соответствии с Постановлением №449 с целью реализации электроэнергии и мощности на оптовом рынке
- Энергетические объекты, построенные в соответствии с Постановлением №47 с целью реализации электроэнергии на розничном рынке
- ВИЭ в отдаленных районах, требующих подключения к малым локальным электрическим сетям, находящимся в рамках одного населенного пункта и не связанным с ЕЭС России и крупными межрегиональными линиями электропередач
- (в ближайшее время) - подключение небольших частных систем ВИЭ мощностью до 15 кВт пик

Подключение любых других объектов ВИЭ к сетям напрямую не разрешено существующими законами, но в то же время не запрещено ими. Это создает законодательную «серую зону» для технологического присоединения таких объектов электроэнергетики, что, как следствие, требует проведения индивидуальных переговоров между оператором станции по ВИЭ и ответственной сетевой компанией.

Опыт подключения таких систем к электросетям весьма ограничен, однако на сегодняшний день наблюдается следующая тенденция:

- Сетевые операторы не имеют опыта подключения объектов ВИЭ к сетям. Поскольку для них вся тема является очень новой и отсутствуют четкие правила, существует большая неопределенность, которая приводит к очень пассивному поведению, поскольку люди склонны «избегать неизвестного».
- Учитывая, что ВИЭ системы появились в России сравнительно недавно, сетевые операторы пока не располагают официальными сертификатами и/или техническими условиями на специальное оборудование по ВИЭ, например фотоэлектрические инверторы, необходимые для технологического присоединения. Как следствие, отсутствие опыта у электротехников и техников по работе с таким оборудованием часто используется в качестве аргумента «против» технологического присоединения.
- Каждый случай индивидуален, и каждая сетевая компания отличается: если в одном регионе или населенном пункте сетевая компания не оказывает никакой поддержки потребителям, желающим и нуждающимся в присоединении к сети ВИЭ, то в другом аналогичная сетевая компания может предпринять шаги навстречу. Хорошим примером активной роли сетевого оператора может служить случай АО «Янтарьэнерго» в Калининграде, которое поддержало технологическое присоединение фотоэлектрической системы к своим сетям (см. главу 4)
- Нет никаких установленных платежей за электроэнергию от фотоэлектрической (или любой другой ВИЭ) системы, которые вводятся в сеть (если подключение системы все же было согласовано с сетевой компанией). В случае, если оператор сети разрешит подключение, любые вбросы в сеть будут бесплатными до тех пор, пока не будут приняты соответствующие нормативные акты.
- В случае если система ВИЭ имеет очень маленькие размеры (<1-2 кВт пик), и принадлежит не бытовому потребителю, а, например, малому коммерческому предприятию, такому как заправочные станции, кафе и т.д., зачастую вообще нет необходимости в официальном согласовании подключения с сетевой компанией. Это очень необычно для стран ЕС, однако в России было много случаев, когда такая небольшая система была подключена к локальной сети и не вызвала жалоб, нареканий или требований отключить систему, со стороны сетевого оператора

2.3.2 Государственные стандарты в области солнечной энергетики

Исполнительным органом, ответственным за стандарты в России, является **Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии** (Росстандарт). С 2013 по 2018 год орган утвердил серию ГОСТов (аббревиатура от "*государственный стандарт*") в области энергетики.

В области солнечной энергетики, в частности, включая фотоэлектрические системы, существует 69 национальных стандартов, большинство из которых были утверждены в период 2013-2016 годов [67]. Тот факт, что большинство стандартов были утверждены в столь сжатые сроки, говорит о том, что страна хочет двигаться вперед по пути развития фотоэлектрической промышленности.

Сертификат ГОСТ — это документ, подтверждающий соответствие продукции Российским национальным стандартам ГОСТ. Данный сертификат может потребоваться для импорта, производства или продажи продукции на территории Российской Федерации. В 2009 году Правительство Российской Федерации приняло Постановление № 982 (принято 1 декабря 2009 года и вступило в силу 15 февраля 2010 года), содержащее **перечень продукции, подлежащей обязательной**

сертификации[68]. Если продукт входит в этот список, он должен быть сертифицирован, прежде чем его можно будет продать на рынке. В **список не включены фотоэлектрические модули и фотоэлектрические инверторы**. Единственным действующим ГОСТом для фотоэлектрических модулей является ГОСТ П 51597-2000 «Нетрадиционная энергетика. Модули солнечные фотоэлектрические. Типы и основные параметры». Эта сертификация принята уже слишком давно и больше не подходит для современных материалов и технологий. Тем не менее, некоторые другие компоненты, необходимые для строительства фотоэлектрической установки (т.е. трансформаторы), могут быть частью списка и, следовательно, подлежать обязательной сертификации [69]

2.3.3 Государственные стандарты для тепловых насосов

До 2011 года в России существовал только один основной документ, регулирующий использование тепловых насосов - СНиП 41-01-2003 (СНиП - Свод Норм и Правил) «Отопление, вентиляция и кондиционирование», обновленный в 2012 году до СП 60.13330.2012. В документе только были упомянуты тепловые насосы как технология и не содержались конкретные рекомендации по использованию ТН и стандарты, которым должны следовать ТН [248]. В 2011 г. разработан ГОСТ Р 54865-2011 «Теплоснабжение зданий. Методика расчета энергетической потребности и коэффициента полезного действия при производстве тепловой энергии с помощью тепловых насосов», который посвящен только тепловым насосным системам. Данный стандарт определяет методику расчета энергопотребления и энергоэффективности систем теплоснабжения, оборудованных ТН, и использует опыт функционирования европейских ТН и технические характеристики основного и вспомогательного оборудования ТН [249].

В 2014 году Национальная ассоциация строителей Российской Федерации объединила несколько авторских организаций и создала СТО НОСТРОЙ 2.23.166-2014 (Стандарт Национальной ассоциации строителей) «Внутренние здания и сооружения коммунального хозяйства Строительство систем охлаждения и отопления тепловых насосов зданий Правила, мониторинговый контроль, требования к результатам работ» [250]. Стандарт разработан в продолжение СП 60.13330.2012г., определяющего процесс и регламент использования ТН более конкретно и уточняющего технического руководства «Руководство по применению тепловых насосов с использованием вторичных энергоресурсов и нетрадиционных возобновляемых источников энергии», созданного Группой компаний «Инсолар» [251].

В соответствии с российской классификацией стандартов и в соответствии с международными стандартами тепловые насосы имеют номер 27.080 в группе «Энергетика и теплотехника» [252].

Кроме того, существует перечень других ГОСТов, косвенно или непосредственно связанных с тепловыми насосами, но они менее актуальны и детализированы, чем упомянутые выше.

2.4 Условия торговли, инвестиций и импорта

2.4.1 Торговля и инвестиции

Российские механизмы поддержки возобновляемой электрогенерации потенциально способны минимизировать некоторые риски и направлены на обеспечение безопасности инвестиций, а также на защиту уровня доходности инвестиций от изменения рыночных условий [70]. Об этом свидетельствует, в частности, механизм поддержки оптового рынка, который зарекомендовал себя на практике на протяжении нескольких лет.

По результатам тендеров можно отметить, что большинство победителей - крупные компании из России или в партнерские проекты иностранных организаций с российскими компаниями, имеющими опыт производства фотоэлектрических панелей или разработки фотоэлектрических проектов.

Однако, что касается механизма поддержки розничного рынка, Постановления № 47, то неясно, в какой степени он будет оказывать достаточную поддержку в увеличении доли возобновляемой энергетики. Одним из важных недостатков системы поддержки является ее сложность и большое число учреждений, участвующих в процессе отбора и квалификации проекта как на региональном, так и на федеральном уровне.

Одним из самых строгих требований, которое рассматривается как препятствие для увеличения иностранных инвестиций, является жесткое требование в отношении локализации оборудования, 70% местного содержания для фотоэлектрических проектов (см. Раздел 2.1.1.4). В этих условиях, самым простым и безопасным способом извлечь выгоду из механизмов поддержки, является партнерство с российскими компаниями.

2.4.2 Инфляция и процентные ставки

В 2019 году Банк России заявил, что годовая инфляция достигла 3%, что на 1% меньше, чем прогнозировалось в начале 2019 года. В 2020 г. ожидается, что годовая инфляция не превысит 3%.

Базовые процентные ставки, по которым банки могут кредитовать деньги у центрального банка, базируются на так называемой ключевой ставке, которая в настоящее время (01/2020) **поддерживается на уровне 6.25%**.

2.4.3 Условия импорта фотоэлектрических модулей

Основными странами, из которых Россия импортирует фотоэлектрические модули, являются США, Китай и Германия [71]. Однако в последние годы импорт фотоэлектрических модулей сократился в результате санкций ЕС и США в сочетании со значительными усилиями, предпринятыми страной для увеличения местного производства фотоэлектрических компонентов.

Как уже говорилось в п 2.1.1.4, для того чтобы фотоэлектрические установки могли претендовать на поддержку как на оптовом, так и на розничном рынке, они должны соответствовать правилам, изложенным в Постановлении Правительства № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» [72]. Важным критерием отбора проектов является норма о местном содержании (локализации), согласно которой более 70% фотоэлектрического оборудования и работ по разработке проектов должна проводиться в России, согласно Распоряжению от 28 июля 2015 г. № 1472-р [73].

Решение о соответствии проекта/установки этим критериям принимает регулирующий орган «Совет рынка». Для определения уровня локализации электростанции, необходимо подтвердить происхождение всех ее составляющих. Кроме того, в локализации также учитывается происхождение работ по разработке проекта. Если 70% не будет достигнуто, проект не будет соответствовать квалификационным требованиям или льготные тарифы на продажу произведенной возобновляемой электроэнергии будут значительно снижены путем применения коэффициента 0.35 (для проектов на розничном рынке), как результат, бизнес-план станет гораздо менее привлекательным. В результате требований о локализации, в России развивается производство фотоэлектрических модулей и строительная отрасль, начиная с научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) и заканчивая производством фотоэлектрических модулей и строительством фотоэлектрических установок [74]. Другим результатом является сокращение импорта фотоэлектрических модулей в Россию.

Тем не менее, **зарубежное фотоэлектрическое оборудование по-прежнему доступно на российском рынке. Однако это оборудование не может быть использовано для реализации заявочных проектов, а только для частного производства электроэнергии (микрогенерация или частные инвестиции в проекты за пределами рамок Постановлений 449 и 47), на которое не распространяются правила местного содержания.**

В случае, если фотоэлектрическое оборудование, такое как фотоэлектрические модули и инверторы, тепловые насосы или ветряные генераторы импортируются для коммерческого проекта (не в соответствии с постановлениями 47 или 449), необходимо учитывать несколько моментов:

- Способ транспортировки и пункт назначения. В настоящее время большая часть оборудования производится в Китае. Поэтому, в зависимости от места назначения в России, иногда имеет смысл ввозить оборудование с китайских заводов напрямую, чтобы избежать двойной таможни Китай-Германия-Германия-Россия.
- Выбор подходящей логистической компании, имеющей опыт работы в России. Поскольку не исключено, что документ может быть составлен неправильно или возникнут вопросы с российской таможней, важно воспользоваться услугами логистической компании, которая имеет локальные контакты с таможней в России и способна решить потенциальные проблемы на месте и быстро.
- Наличие приемной стороны - местного партнера, которым должен быть либо зарегистрированный индивидуальный предприниматель, либо организация/компания (государственная или частная), способная принимать груз и подписывать протокол приема-передачи.
- Правильная подготовка необходимых документов для таможенного оформления и описания груза.

В России действует документ «Об утверждении единой товарной номенклатуры внешнеэкономической деятельности Евразийского экономического союза и единого таможенного тарифа Евразийского экономического союза». Согласно документу, каждый товар, ввозимый в Россию, должен иметь определенный код в соответствии с «Товарной номенклатурой внешнеэкономической деятельности» - ТН ВЭД. В соответствии с ТН ВЭД для энергогенерирующего оборудования действуют следующие коды [315]:

- Солнечные фотоэлектрические модули: солнечные панели, комплекты солнечных панелей, кремниевые солнечные элементы, собранные в модули; неэлектрическое водонагревательное устройство (солнечный термальний коллектор) и т.д. - код 8541 40 900 0, ввозная пошлина - 0%; акциз - нет; НДС-20%; необходимые технические требования, подтверждающие (что фотоэлектрические модули предназначены для производства энергии); сертификат, подтверждающий безопасность продукта; другие документы, которые может предоставить логистическая компания.
- Фотоэлектрические инверторы: солнечный инвертор со встроенным контроллером от солнечных батарей с питанием 24В - код 8504 40 84 ..., базовая ввозная пошлина - 0%; акцизный налог - нет; НДС-20%; необходимые доказательства технических требований; сертификат, подтверждающий безопасность продукта; другие документы, которые может предоставить логистическая компания.
- Ветряные турбины: так как ветряное оборудование очень сложное и часто состоит из множества небольших отдельных частей, каждая из них имеет свой код, который необходимо искать в каталоге ТН ВЭД. В качестве примера можно

использовать следующие коды: 8502 31 000 0 - Ветряные турбины: ветряные турбины ISTA BREEZE для преобразования энергии ветра в электрическую; ветрогенератор (ветротурбина или сокращенно RES) - устройство для преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую; 8538 90 910 0 - контроллер (модуль) между DNC и системой TTETHERNET ветрогенератора (базовая ввозная пошлина 5%) и т.д.

- Тепловые насосы: мощностью более 3 кВт - код 8418 61 001 9, базовая ввозная пошлина - 7,5%; акцизный налог - нет; НДС-20%; документы, подтверждающие необходимые технические требования; сертификат, подтверждающий безопасность продукта; другие документы, которые может предоставить логистическая компания; другие воздушные или вакуумные насосы - код 8414 80 800 0; ..., базовая ввозная пошлина - 0%; акцизный налог - нет; НДС-20%

2.4.4 Определение коэффициента локализации

Одним из важнейших критериев, определяющих, в какой степени конкретные электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии, могут воспользоваться схемой тендера на поставку мощности и схемой тендера на поставку электроэнергии (Постановления № 449 и № 47), является коэффициент их локализации. Коэффициент локализации показывает, сколько компонентов произведено в России. Коэффициент локализации определяется Постановлением № 426. Каждый компонент фотоэлектрической системы и работ по установке фотоэлектрических модулей или разработке проекта имеет определенный процентный вес (см. Таблица 6).

Что касается фотоэлектрических модулей, то **расчет коэффициента локализации зависит от типа используемой фотоэлектрической установки: кристаллический кремний или тонкопленочные модули**. Общий коэффициент локализации станции определяется как сумма ее компонентов, сгруппированных в категории, указанные в Таблице 6 (относится к кремниевым модулям). Важно отметить, что процент, установленный в Постановлении № 426 по каждой категории, не может отличаться от значения, указанного в Таблице 7 (т.е. либо равен нулю, либо равен значению, указанному по каждой категории). Например, если в категории 4 электрические соединения между ячейками и модулями производятся в России, но инкапсуляционный материал для фотоэлектрического модуля импортируется, общий процент для этой категории будет равен нулю. Кроме того, в случае если происхождение составного элемента станции или работы не может быть доказано, соответствующей категории присваивается нулевой процентный уровень [75].

Таблица 6 Перечень условий для определения локализации генерирующего объекта, работающего на основе фотоэлектрического преобразования солнечной энергии с использованием технологии кристаллического кремния

Категория	Процент
1. Кремний (включая переработанный) и слитки кремния, используемые в фотоэлементах российского производства	20%
2. Кремниевая пластина (кремниевая ячейка) российского производства	15%
3. Кристаллические кремниевые солнечные элементы российского производства, включая переработку кремниевой пластины, дополнительную структуру для подачи электроэнергии, а также окончательную обработку поверхности.	25%
4. Электрическое соединение между солнечными батареями и модулями, а также материалы для инкапсуляции фотоэлектрических модулей российского производства	5%
5. Монтаж, окончательное подключение электромонтажных элементов и тестирование инверторов в России	12%

Категория	Процент
6. Детали и компоненты несущих конструкций производятся в России, необходимый металл производится в России, а также монтаж несущих конструкций выполняется в России.	5%
7. Электропроводка и электрооборудование, не перечисленные выше, предоставляются поставщиком из России.	3%
8. Обследование площадки, а также проектирование электростанции, включая чертежи, выполняется в России.	5%
9. Монтажные, инверторные и другие электромонтажные работы на площадке электростанции, за исключением работ по подключению к сети, выполняются в России.	5%
10. Монтаж на площадке электростанции для строительства фундамента, монтажа и монтажа несущих конструкций, вспомогательных элементов и их узлов производится в России.	5%

Источник: Постановление № 426, 2017 [75]

Как уже упоминалось, с 2016 года коэффициент локализации для фотоэлектрических установок составляет 70%, для того чтобы в полной мере воспользоваться преимуществами схем поддержки как на оптовом, так и на розничном рынке. Это может показаться высоким процентным требованием для страны, только начинающей развивать сектор возобновляемой энергетики, однако сообщалось, что в России уже строятся электростанции с коэффициентом локализации даже 100% [76].

Что касается ветра, то общий коэффициент локального содержания для ветроустановок определяется как сумма его составляющих, сгруппированных по категориям, указанным в Таблица 7. Те же правила расчета долей для фотоэлектрических систем применимы и к ветровым проектам. Для ветроэнергетических установок существует больше элементов, оцениваемых с различной степенью локального содержания в процентах в связи с технической сложностью установки ветроэнергетической системы.

Таблица 7 Перечень условий определения локализации генерирующего объекта, работающего на основе преобразования энергии ветра

Категория	Процент
1. Лопасти ветровых агрегатов, в том числе исходные материалы, использованные для производства лопастей	18%
2. Система управления углом поворота лопасти с приводом	3%
3. Система управления углом поворота гондолы	6%
4. Ступица ветроагрегата и ее оголовки	2%
5. Ступица ветроагрегата в сборе (включая все устанавливаемые компоненты)	3%
6. Зубчатые колеса редуктора ветроагрегата	10%
7. Для ветроагрегатов с зубчатой передачей с использованием редуктора генератор изготовлен и протестирован в Российской Федерации	5%
8. Для ветроагрегатов с прямым приводом без использования редуктора 15 генератор изготовлен и протестирован в Российской Федерации	15%
9. Система охлаждения	2%
10. Вал привода полностью изготовлен в Российской Федерации	2%
11. Силовой преобразователь тока (инвертор)	8%

Категория	Процент
12. Бетонные секции башни ветроагрегата	13%
13. Проведение изысканий площадки и проектирование ветроэлектростанции, включая подготовку рабочих чертежей	7%
14. Сборка, подключение панели управления и электроники, подключение проводки, проводка и тестирование, а также другие электромонтажные работы на ветроэлектростанции, за исключением работ по технологическому присоединению к сети	7%
15. Монтажные работы на ветроэлектростанции, за исключением электромонтажных работ на ветроэлектростанции, по сборке и установке оборудования ветроагрегатов и отдельных их элементов	7%
16. Каркас гондолы полностью произведен в Российской Федерации с использованием листовой стали и стальных балок	2%
17. Установка арматуры и материалов конструкции корпуса гондолы	3%
18. Трансформаторы, установленные на бетонной плите фундамента башни	4%

Источник: Постановление № 426, 2017 [74]

В целом, доля локального содержания в окончательной установке ветроэлектростанции, построенной в период с 2019 по 2024 год, должна достигать 65%.

2.5 Финансирование фотоэлектрических станций

Банковские кредиты и займы инвесторам обычно имеют среднюю процентную ставку 10%-11%. Одной из возможных мер по доведению установленной мощности ВИЭ до запланированного уровня и привлечению большего количества инвесторов могло бы стать снижение процентной ставки по кредитам до примерно 8%-9%. Это означало бы субсидирование ставок из государственного бюджета [77]. В настоящее время эти меры обсуждаются в правительстве, поскольку принятие такого решения может обойтись государству дополнительно в 27 млрд рублей (около 364 млн евро) [77].

Так как проектное финансирование, понимаемое как финансирование без возврата средств, когда возврат кредита обеспечен только проектными денежными потоками, ограничивается крупными фотоэлектрическими установками с объемом инвестиций в несколько миллионов евро, **кредиты, скорее всего, будут предоставляться в виде частных или корпоративных займов,** в зависимости от типа инвестора в фотоэлектрические установки (частные или промышленные). Кредитоспособность индивидуального инвестора и, только в меньшей степени, профиль риска самого проекта, будет определять процентную ставку и будет ли кредит выдан вообще.

2.6 Анализ нормативно-правовой базы

Правовая база для **регулятивных инвестиций в фотоэлектрическую энергию,** включающая схемы поддержки инвестиций, является важным первым шагом для развития российского фотоэлектрического рынка. Однако, **существующая система поддержки влечет за собой ряд рисков для инвесторов в фотоэнергетику, которые** они должны иметь в виду и которые могут существенно снизить интерес к инвестициям в проекты солнечной энергетики как на розничном, так и на оптовом рынках.

Выявленные риски структурируются в соответствии с их порядком их возникновения:

- В рамках внедрения механизма поддержки.
- В правовых рамках, регулирующих систему поддержки.
- В финансовых рамках в результате применения схемы поддержки и других факторов

2.6.1 Риски, связанные с внедрением плана поддержки

В ходе реализации схемы поддержки, инвесторы сталкиваются с несколькими рисками, которые могут помешать их проектам. Группа рисков для инвесторов обусловлена зависимостью деятельности от большого количества органов власти, осуществляющих отбор и квалификацию проектов, как на региональном, так и на федеральном уровне.

Наиболее показательным примером такого риска является то, что **федеральные власти должны официально утвердить установку в качестве «возобновляемой», чтобы воспользоваться системой поддержки**. Это является требованием для инвестиций как в проекты на розничном рынке, так и на оптовом рынке. Решающим моментом, однако, является то, что это разрешение может быть выдано только после завершения монтажа электростанции. Как следствие, инвесторы должны построить фотоэлектрические установки, прежде чем узнают, соответствуют ли их инвестиции критериям приемлемости. Российские эксперты отмечают, что этот риск реально достаточно низок, поскольку фотоэлектрическая система — это фотоэлектрическая система, и это трудно оспорить. Тем не менее, квалификация и, следовательно, 100% уверенность в том, что выгода от проекта реально появится, достигается только после завершения монтажа.

Другим примером является то, что размер **получаемой финансовой поддержки рассчитывается только после завершения этапа строительства, когда** объекты подключаются к сети и квалифицируются как «возобновляемые» генерирующие объекты. Опыт других европейских фотоэлектрических рынков показывает, что такие фундаментальные решения в самом конце проектного процесса оказывают очень негативное влияние на безопасность планирования и, следовательно, на инвестиционную безопасность фотоэлектрических проектов.

Для розничного рынка дополнительным риском, помимо указанного выше, является **несогласованность законодательных актов**. Инвестор должен представить специальный сертификат, который необходим для успешной реализации произведенной электроэнергии и получения вознаграждения как за энергию, так и за мощность. Однако в правилах розничного рынка мощность не рассматривается как товар, и поэтому неясно, как может быть выдан сертификат. Операторы установок могут оказаться в ситуации, когда они не смогут продать свои мощности из-за того, что соответствующие сертификаты не могут быть выданы.

Другой риск заключается в том, что фотоэлектрические станции, получающие поддержку по схеме тендера на поставку мощности на оптовом рынке, должны **соответствовать определенным критериям технической готовности, выраженным в коэффициенте мощности** установки. Если они не будут соответствовать этим критериям, вознаграждение (плата) за мощность будет уменьшено.

Так как солнце, источник для PV станций, является непостоянным, возможно, что операторы установки испытывают снижение доходов по причинам, не поддающимся их контролю. Это условие является дополнительным риском с точки зрения инвесторов.

Регулирование местного содержания (локализации) в России представляет собой дополнительный риск для разработчиков проектов в связи с затратами на разработку проекта, на установку и эксплуатацию и обслуживание системы. Это зависит от того, в какой степени и направлении российский фотоэлектрический рынок в целом

развивается. При наличии достаточного рынка и достаточного количества производителей компонентов для создания конкуренции, этот риск должен быть относительно низким. Однако, если рынок останется небольшим, эти риски будут возрастать.

2.6.2 Риски, связанные с рамками, регулируемыми схемы поддержки

Что касается нормативно-правовой базы, регулирующей схемы поддержки, то основной риск заключается **в отсутствии прозрачности при оценке финансирования фотоэлектрических проектов**. Финансирование проектов ВИЭ в рамках региональных программ осуществляется в порядке, установленном бюджетным законодательством Российской Федерации. Распространение этих бюджетов не публикуется. По этой причине неясно, достаточен ли предусмотренный бюджет для покрытия расходов по программам поддержки, что еще больше увеличивает риски для инвесторов.

Другой риск связан со **сложной структурой и формулировками правовых документов, на которых** основаны схемы поддержки ВИЭ. Этот момент проиллюстрировал в 2017 году юридическая фирма «Редль и партнер / Rödl & Partner» в отношении Постановления № 449: «Предоставление правовой определенности Постановлением Постановление № 449 сомнительно, поскольку расчет цен на мощность основывается на чрезвычайно сложной форме, которая для многих все еще является достаточно непрозрачной» [78]. Авторы данного исследования, обсудив эту тему с российскими заинтересованными сторонами, считают, что данное замечание актуально и по сей день и может быть распространено на другие правовые документы и акты.

Заблаговременное обращение за юридической консультацией в отношении соответствующего национального законодательства и его «правильной» интерпретации является важным шагом к успеху развития бизнеса на каждом новом целевом рынке, и Россия, безусловно, не является исключением из этого правила.

2.6.3 Риски, связанные с финансовыми рамочными условиями

Риски, описанные выше, оказывают негативное влияние на банковскую состоятельность проектов. Эти риски также отражаются в составе страховых взносов, что приводит к значительному удорожанию долговых обязательств банков: Инвесторам приходится иметь дело с процентными ставками 10-11% по своим долгам, которые в 5-10 раз выше, чем текущие процентные ставки по PV-проектам в Германии. Кроме того, инвесторы могут попросить более высокую доходность из-за более высокого воспринимаемого риска, который должен быть получен за счет доходов от проекта.

Это, в свою очередь, **приводит к более высоким макроэкономическим затратам на развертывание проектов солнечной энергетики**, что опять-таки, приводит к большей неуверенности в том, что в схему поддержки будут внесены изменения. Таким образом, высокие процентные ставки сами по себе являются как следствием рисков, так и самим по себе фактором риска.

3. Рынок фотоэлектричества и его потенциал в Краснодарском Крае

В следующем разделе представлена общая информация об электроэнергетике Краснодарского края, а также конкретные данные о местном фотоэлектрическом рынке и представлены соответствующие бизнес-модели фотоэлектрических систем в Краснодарском Крае. Обсуждается также конкретная региональная нормативная база для развития возобновляемой энергетики.

3.1 Энергетический сектор Краснодарского края

3.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию

Краснодарский Край - один из **самых быстрорастущих и одновременно наиболее энергодефицитных регионов России**. В отличие от большинства других регионов России, пик потребления электроэнергии в Краснодарском крае приходится на лето в связи с относительно мягкой зимой и жарким летом, когда температура превышает 35°C. Промышленные здания, офисы и частные дома широко используют системы кондиционирования воздуха для охлаждения во время жаркого лет [79]. Потребление энергии в целом по региону с 2007 года по отношению к 2018 увеличилось на 31.2% с 18,333 ГВт*ч до 26,639 ГВт*ч.

Рисунок 17 Схематичная карта России и Краснодарский край на карте

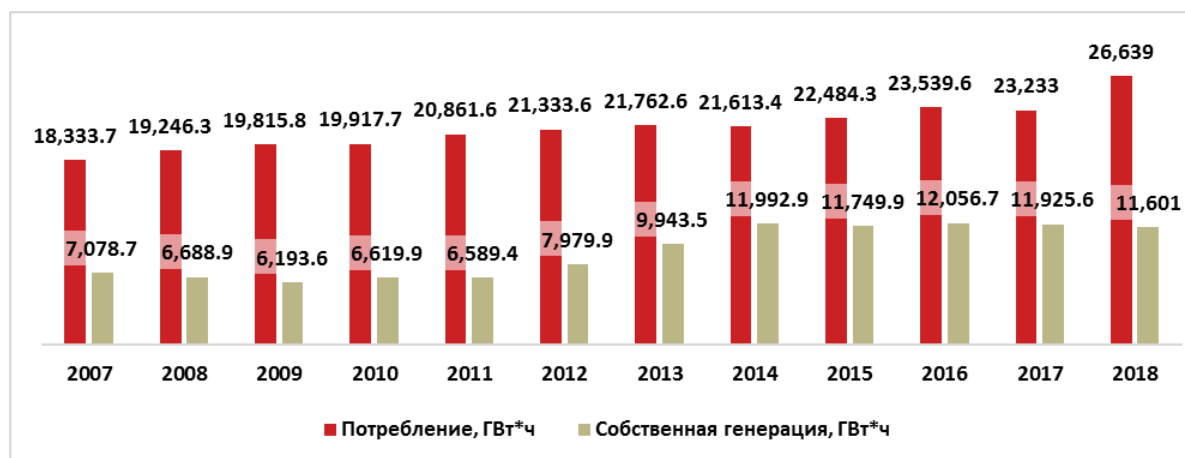


Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

Присоединение Крымского полуострова оказало дополнительное давление на региональную энергосистему: после прекращения электроснабжения полуострова энергосистемой Украины, регион стал полностью зависим от ЕЭС, а энергосистема Краснодарского Края была вынуждена стать мостом между Крымом и материком России, что бы ЕЭС могла «поделиться» своей энергией с новым регионом.

В результате возрастающего давления на сеть и генерирующие мощности, **отключения электроэнергии происходят на регулярной основе и нарушают нормальную работу предприятий и жизнь населения.** На Рисунок 18 показана динамика потребления электроэнергии в Краснодарском Крае за последние годы и сравнение энергопотребления с собственным производством электроэнергии в Краснодарском Крае.

Рисунок 18 Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Краснодарского Края за последние 11 лет, ГВт*ч



Источник: eclairon 2020 по материалам: Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс» 2018 [30]; данные за 2018 год получены напрямую от Министерства ТЭК и ЖКХ Краснодарского Края, 2020

8 августа 2018 года потребление электроэнергии в регионе побило исторический рекорд и нагрузка в энергосистеме достигла 5.03 ГВт, что на 433 МВт больше, чем предыдущий пик потребления в июле 2016 года [80].

В настоящее время, в регионе ежегодно производится до 44% потребляемой электроэнергии. Оставшаяся часть импортируется из соседних энергосистем и закупается на оптовом рынке. В 2018 году выработка электроэнергии в Краснодарском крае составила всего 11.6 ТВт*ч, а потребление составило 26.64 ТВт*ч [82]. Рост потребления с 2017 по 2018 год составил 15%, в то время как собственная выработка электроэнергии в крае за тот же период снизилась на 2.7%.

Эксперты прогнозируют резкий рост энергопотребления региона за счет расширения отраслей промышленности, развития морских портов и интенсивного жилищного строительства. Предполагается, что годовой рост потребления электроэнергии составит 1.7%, что может привести к общему росту потребления на период 2016-2023 гг. на 12.4% [83].

3.1.2 Участники регионального рынка электроэнергии

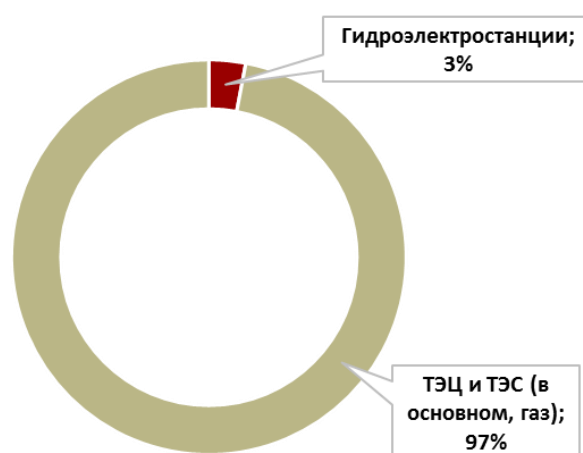
Рынок электроэнергии в регионе имеет множество участников:

- Две основные компании розничной торговли электроэнергией (гарантирующие поставщики): ПАО «ТНС Энерго Кубань» и АО «НЭСК»
- Электросетевые компании: две основные – ПАО «Кубаньэнерго (РОССЕТИ)» (государственная) и АО «НЭСК-Электросети» (независимая); прочие частные сетевые компании
- Восемь крупных генерирующих объектов электроэнергии (в том числе Краснодарская ТЭЦ (1.12 ГВт), Краснополянская ГЭС (28.9 МВт), Сочинская и Джубгинская электростанции (160 МВт и 198 МВт), Адлерская ТЭС (351 МВт)

- Некоторые энергоблоки промышленных потребителей и собственные генерирующие мощности предприятий - общей установленной мощностью 303.7 МВт [84].

В 2018 г. электростанции различных электрогенерирующих компаний имели **мощность 2,321.3 МВт**, в основном сформированные газовыми ТЭЦ (см. Рисунок 19) крупнейшим генерирующим объектом является «Краснодарская ТЭЦ», принадлежащая «Лукойл-Кубаньэнерго» [82]. Большая часть установленных и действующих в настоящее время в регионе электростанций работает на природном газе. В 2019 году началось строительство новой крупной ТЭЦ на Тамане, установленная мощность достигнет 500 МВт, запуск запланирован на весну 2021 года. Однако открытие электростанции и ее подключение к энергосистеме области, скорее всего, будет отложено на 1-2 года в связи с продолжающимися переговорами с владельцем газовой инфраструктуры в области [303].

Рисунок 19 Установленная мощность электростанций Краснодарского края объединенных в ЕЭС на 2018 г.



Источник: eclareon 2020 по материалам, полученным от Министерства ТЭК и ЖКХ Краснодарского края [310]

Рисунок 20 Схема функционирования рынков электроэнергии Краснодарского Края



Источник: eclareon 2019

Энергосбытовые компании также называются «гарантирующими поставщиками», на долю обслуживания первого, ПАО «ТНС Энерго Кубань», являющегося основным розничным продавцом электроэнергии в регионе, приходится около 55% территории. Второй ГП, АО «НЭСК», был создан в 2003 году с целью формирования естественной конкуренции для «ТНС Энерго Кубань» в целях исключения монополии на рынке. В ведении «НЭСК» находится около 30% территории Краснодарского края.

Обе компании покупают электроэнергию на оптовом и розничном рынках и реализуют ее потребителям на розничном рынке (население, промышленность) и потребителям на оптовом рынке [85]. На остальных 15% рынка электроэнергии в регионе действуют прочие предприятия розничной торговли электроэнергией.

Региональные **распределительные и сетевые компании** следующие: ПАО «Кубаньэнерго» группы «РОССЕТИ» (отвечает за сети напряжением 0.4-110 кВ); АО «НЭСК-Электросети»; две сетевые компании, принадлежащие ПАО «ФСК ЕЭС» и ряд малых частных сетевых компаний. ПАО «Кубаньэнерго» и АО «НЭСК-Электросети» управляют большей частью электрических сетей. ПАО «Кубаньэнерго» отвечает за сельские и высоковольтные сети в регионе, а АО «НЭСК-Электросети» - за городские сети.

По мере роста цен на электроэнергию в регионе, сбытовые компании повышают сбытовые надбавки, сетевые компании увеличивают плату за услуги по передаче электроэнергии, в результате чего, **растет число потребителей, переходящих на собственную генерацию**. Примерами могут служить маслодельный завод «Краснодарский», «Верхнебаканский цементный завод», винный завод «Фанагория», винодельня «Абрау-Дюрсо», сеть розничных продовольственных супермаркетов «Магнит» [86]. Большинство таких частных электростанций работают на природном газе. Примеры включают:

- На винодельне «Абрау-Дюрсо» установлены газовые турбины установленной мощностью около 500 кВт;
- Горнолыжный курорт «Красная Поляна» под Сочи имеет 10 МВт газогенераторных турбин;
- Гостевой дом «Мыс Видный» в Сочи установил 1.8 МВт газовых турбины в дополнение к существующему подключению к электросети [87].

Одной из причин роста цен на электроэнергию в России является то, что большая часть электроэнергии производится с использованием природного газа, тогда как в Краснодаре **цена на газ на оптовом рынке на 7-10% выше средней цены на газ в центральных регионах России** [88]. Выработка электроэнергии в ЕЭС Краснодарского Края в 2018 году снизилась на 4% (см. Таблица 8), а собственная генерация предприятий (на зарегистрированных электростанциях, не подключенных к ЕЭС, в т.ч. на собственных генерирующих мощностях отраслей промышленности) выросла на 12.5% до 340.9 ГВт*ч. **Строительство объектов генерации, работающих на газе, для промышленных предприятий, зачастую, более выгодно, чем покупка такого же объема электроэнергии от сети**. По расчетам аналитика «Энерго Капитала», Андрея Смирнова, срок окупаемости собственной электростанции мощностью 2 МВт составит 5 лет, а годовой объем себестоимости вырабатываемой ею электроэнергии будет на 58% меньше, чем стоимость покупки тех же объемов в сети [88].

Розничная генерирующая компания «Магнит Энерго» (дочернее предприятие сети супермаркетов «Магнит») выходит на себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии для собственных нужд в 1.5 рубля (около 2 евро центов), что дешевле тарифов на электроэнергию для частных лиц [89]. «Магнит Энерго» использует в основном газовые турбины для выработки электроэнергии. Одновременно, компания может продавать излишки другим потребителям на розничном рынке за ≈3.48 руб/кВт*ч (5 евро центов/кВт*ч) [89], что дешевле, чем цены на электроэнергию для предприятий на том же розничном рынке (см. информацию о ценах в Таблица 9) «Магнит Энерго» имеет 33.6

МВт установленной генерирующей мощности в Краснодарском Крае и еще большие мощности в других регионах России [90].

Рисунок 12 иллюстрирует соотношение различных составных частей цены на электроэнергию. Очевидно, что **40-70% конечной цены электроэнергии, которую платят потребители, составляют услуги сетевых операторов**, в основном, плата за транспортировку электроэнергии и рыночные надбавки энергосбытовых компаний. В случае самостоятельной выработки электроэнергии, эти части конечной цены вычитаются или минимизируются в связи с различными факторами, которые включают: сокращение расстояний для транспортировки электроэнергии; наличие собственных сетей; отсутствие распределительных сетей (производитель электроэнергии = энергосбытовая компания).

Рисунок 21 Схематичная карта Краснодарского края с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2020 г



Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts On-Grid Generation

3.1.3 Генерация внутри сети

В Краснодарском Крае **более 90% электроэнергии вырабатывается за счет объектов электроэнергетики, подключенных к электрическим сетям**. Эти сети также входят в состав ЕЭС России. Как уже отмечалось выше, Краснодарский Край является энергодефицитным регионом, более 40% потребляемой электроэнергии импортируется.

Таблица 8 ниже включает информацию о внутреннем производстве электроэнергии в регионе, импортируемой электроэнергии и производстве электроэнергии на душу населения.

Из данных таблицы видно, что собственная генерация электроэнергии растет, но Краснодарский Край остается одним из наиболее энергодефицитных регионов страны.

Таблица 8 Профиль производства электроэнергии в Краснодарском крае, 2010-2018

Год	Общая выработка э/э (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от выработки э/э)	Общий импорт э/э (% от потребления)	Выработка э/э на душу населения (МВт*ч на душу населения)
2018	11.60	229.6	56.5	2.2
2017	11.93	194.8	48.7	2.1
2016	12.06	195.2	48.8	2.1
2015	11.75	191.4	47.7	2.1
2014	11.99	180.2	44.5	2.2
2013	9.94	218.9	54.3	1.8
2012	7.98	267.4	62.6	1.5
2011	6.59	316.6	68.4	1.2
2010	6.62	300.9	66.8	1.2

Источник: по материалам Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс» 2018 [30]; Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2019 [127]

Основную долю электроэнергии в регионе потребляют промышленные предприятия (30% от общего потребления), вторую по величине группу потребителей составляет население, потребляющее 26% энергии в регионе. Потери в сетях составляют более 15%, что является высоким показателем, свидетельствующим об изношенности электросетей. Еще одной причиной таких высоких потерь в сетях является то, что почти половина потребляемой энергии в регионе импортируется и передается по сетям высокого напряжения из соседних регионов. Чем дальше расстояние до конечного потребителя, тем больше энергии теряется.

Рисунок 22 Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Краснодарском Крае, 2018 год, млн кВт*ч и %.



Источник: eSlareon 2020 по материалам: Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс» 2019 [30]

3.1.4 Внесетевая (распределенная) генерация

Данные о внесетевой генерации в Краснодарском Крае крайне скудны. По данным СМИ, есть примеры частных газовых, дизельных, гибридных и фотоэлектрических

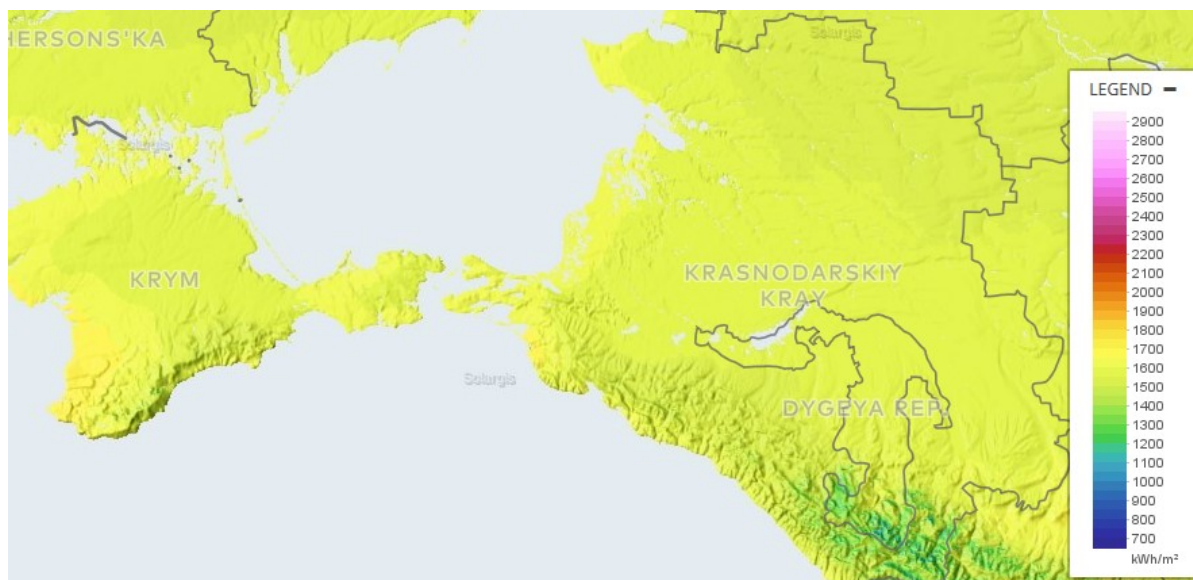
генерирующих объектов, которые не подключены к сети и не входят в состав ЕЭС. Оценить объем такой выработки электроэнергии сложно, так как большая ее часть не зарегистрирована и/или не опубликована. Генерирующие объекты, находящиеся в собственности предприятий (см. главу 3.1), могут также иногда рассматриваться как автономная генерация.

3.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем

3.2.1 Солнечное излучение

Краснодарский Край - один из регионов России с самым высоким уровнем инсоляции. На карте региона (Рисунок 23) представлен обзор интенсивности солнечной радиации, которая является самой высокой в прибрежной зоне вблизи Анапы и Керченского пролива и самой низкой в юго-западной части горных районов.

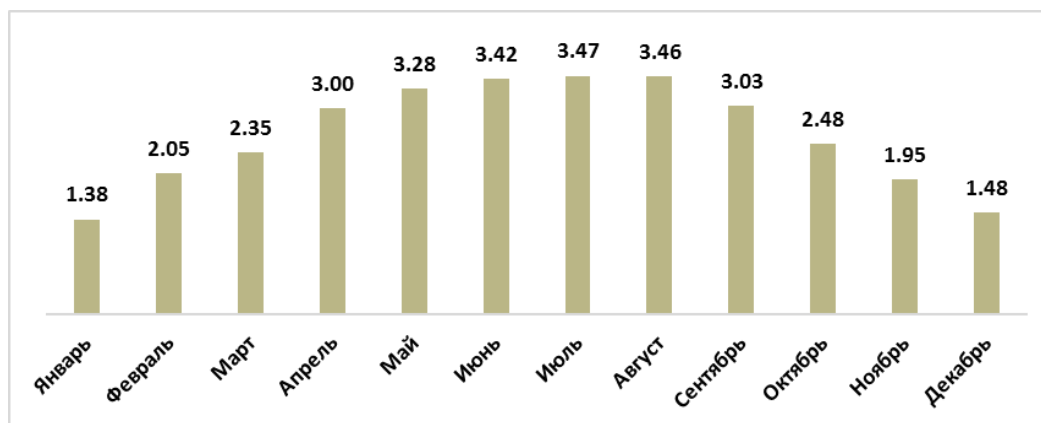
Рисунок 23 Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Краснодарского Края



Источник: Глобальный атлас солнечной энергии [130]

Ежегодно регион получает более 2,000 часов солнечного света, что составляет около 280 дней в году. Для сравнения, Москва получает в 10 раз меньше солнца. Среднее поступление солнечной энергии на поверхности достигает 1.400-1.700 кВт*ч/м2/год [92]. На Рисунок 24 приведена информация о том, сколько энергии в среднем вырабатывает фотоэлектрическая система мощностью 1 кВт в Краснодаре.

Рисунок 24 Среднечасовая выработка электроэнергии 1 кВт пик фотоэлектрической системы в г. Краснодар, кВт*ч

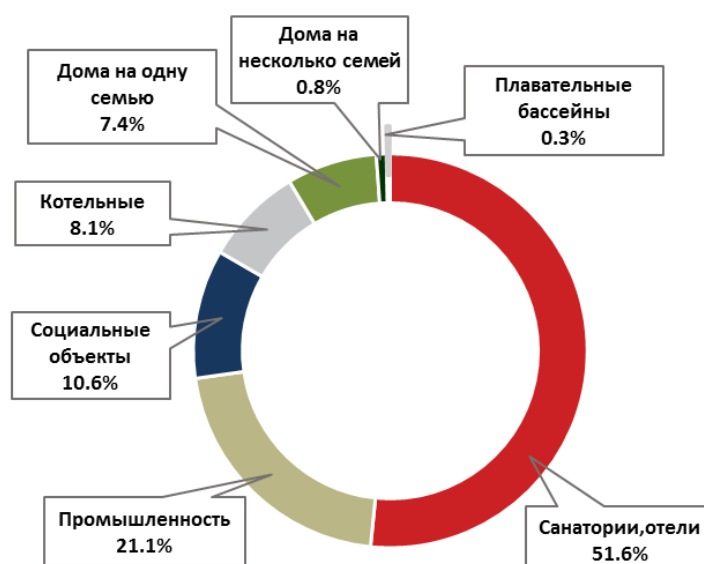


Источник: «NSiA», Краснодар, «Характеристики комплексной фотоэлектрической системы «Дача», 2018 [93]

3.2.2 Целевые потребители

Несмотря на отсутствие централизованных официальных данных, из разных источников информации удалось выяснить, что в 2013 году в Краснодарском Крае действовала **151 фотоэлектрическая и солнечная тепловая система общей установленной мощностью 5.3 МВт**. Большая часть этой мощности (более 2.5 МВт) удовлетворяла потребности санаториев и гостиниц в электроэнергии и тепле [105], лишь около 8% фотоэлектрических систем использовалось населением. На Рисунок 25 показана структура фотоэлектрических систем Краснодарского Края, о которых было известно в 2016 г. по типу потребителей [104].

Рисунок 25 Структура фотоэлектрических систем по типам потребителей в Краснодарском Крае



Источник: eclareon 2020 по материалам «Здания Высоких Технологий», 2016 г [105]

Согласно исследованиям, проведенным eclareon, общая установленная мощность фотоэлектрических модулей к концу 2019 года, скорее всего, стала выше и достигла 12 МВт. В настоящее время в регионе нет крупных солнечных электростанций, но **солнечная энергия используется локально в небольших проектах**. До 2018 года проектов в рамках долгосрочных договоров о поставках мощности и энергии не осуществлялось (см. 2.1) [94]. Цена на электроэнергию, вырабатываемую фотоэлектрическими системами, оценивается как конкурентоспособная по сравнению с ценой на электроэнергию из сети, что более подробно рассматривается в разделе 3.4.3.

Цены и тарифы на электроэнергию в Крае на Сентябрь 2019 представлены в Таблица 9.

Таблица 9 Некоторые цены на электроэнергию в Краснодарском крае

	2020 2/2	2020 1/2	2019 2/2	2019 1/2
Розничный рынок, руб/кВт*ч (евро цент/кВт*ч) с НДС 20%				
Городское население с газовыми плитами и приравненные к ним группы потребителей (одноставочный тариф)	5.02 (7)	4.81 (7)	4.81 (7)	4.69 (7)
Городское население с электрическими плитами и сельское население (одноставочный тариф)	3.52 (5)	3.37 (4.8)	3.37 (4.8)	3.28 (4.7)
Некоторые коммерческие потребители, средняя цена на электроэнергию в 2018 году, руб/МВт*ч (евро цент/МВт*ч) с НДС 18%				
Строительные компании	7,115 (10.2)			
Потребители сельскохозяйственной сферы (например, фермерские хозяйства, консервные заводы и т.д)	7,647 (11)			

Источник: *Федеральная служба государственной статистики, департамент Краснодарского края, «Краснодарский край в цифрах, 2018», 2018 [96], ** Time2Save, „База тарифов на электроэнергию для предприятий“, 2019 [97]

Таблица 10 Некоторые цены на электроэнергию для коммерческих потребителей в Краснодарском крае, сентябрь 2019 г.

Тип напряжения / тип тарифа	ВН (110 кВ и выше)	СН 1 (35 кВ)	СН2 (20-1 кВ)	НН (0,4 кВ и ниже)
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за сентябрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт.				
Одноставочный тариф	6,636.36 (95.05)	7,020.13 (100.5)	8,517.86 (122)	9,947.00 (142.4)
Вторая ценовая категория, тариф по двум зонам суток, руб/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на сентябрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт				
Ночная зона	4,095.91 (58.7)	4,479.68 (64.2)	5,977.42 (85.6)	7,406.56 (106.1)
Дневная зона	8,818.15 (126.3)	9,201.92 (131.8)	10,699.66 (153.2)	12,128.80 (173.7)
Вторая ценовая категория, трехставочный тариф, руб/МВт*ч (евро/МВт*ч) (с НДС), на сентябрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке 670 кВт				
Пик	19,434.6 (278.3)	19,818.4 (283.8)	21,316.1 (305.3)	22,745.3 (325.7)
Полупик	6,794.9 (97.3)	7,178.7 (102.8)	8,676.4 (124.3)	10,105.5 (144.7)
Ночная зона	4,095.9 (58.7)	4,479.7 (64.2)	5,977.4 (85.6)	7,406.6 (106.1)
Третья ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на сентябрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой от 670 кВт до 10 МВт.				
Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	Ср. 3,840-4,900 (55-70)	Ср. 4,200-5,040 (60.1-72)	Ср. 5,640-6,720 (80.8-96.2)	Ср. 7,080-8,160 (101.4-117)
Третья ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на сентябрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой более 10 МВт.				
Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	Ср. 3,696-4,860 (52.9-69.6)	Ср. 4,080-5,040 (58.4-72)	Ср. 5,020-6,600 (71.9-94.5)	Ср. 6,960-8,040 (99.7-115)

Источник: Time2Save, „База тарифов на электроэнергию для предприятий“, 2020 [97]

Цена на электроэнергию для предприятий зачастую значительно выше, чем в среднем по России, и в Краснодарском Крае в 2018 году она достигла 9 руб/кВт*ч (12 евро центов/кВт*ч). Диапазон использования нагрузок приблизительно следующий: МСП имеют мощность до 670 кВт в месяц и редко больше, тогда как крупные предприятия и отрасли потребляют до 10 и более МВт в месяц.

В 2017 году в Краснодарском крае насчитывалось 408 малых и 81,061 средних предприятий, на

Рисунок 26 ниже указаны основные представители малых и средних предприятий Краснодарского Края в 2017 году

Важным фактом является то, что аналогичные статистические показатели за 2018 год, представленные другими ведомствами или государственными структурами, например, официальным веб-сайтом о малом и среднем бизнесе в Краснодарском крае, резко отличаются от тех, что используются Государственной службой статистики России (департамент Краснодарского края), за тот же и за предыдущий год [304] [305].

По их данным, в 2018 г. в Краснодарском крае насчитывалось 1,142 компании различного размера, предлагающие туристические услуги (в основном, гостиницы, мотели, хостелы и т.п.), в то время как общее количество компаний, связанных с туристической деятельностью (в том числе, рестораны), составило 4,977. Поскольку данная категория представляет особый интерес в рамках данного исследования, являясь частью потенциальной группы потребителей фотоэлектрической энергии, и эти цифры совпадают с данными 2017 года, eSageon предполагает, что эта цифра близка к реальным данным.

Рисунок 26 Количественный и качественный состав средних и малых предприятий Краснодарского Края, 2017 г.



Источник: eSageon 2020 по материалам: Федеральная служба государственной статистики, департамент Краснодарского края, 2019 [98]

3.2.3 Общее отношение к солнечной энергетике в Краснодарском крае

В Краснодарском Крае растет интерес к использованию возобновляемых источников энергии в целях увеличения региональной выработки электроэнергии. **Муниципалитеты и администрация осведомлены о возможностях солнечной энергетике и в целом положительно относятся к фотоэлектричеству, о чем свидетельствуют заявления заместителя Председателя Законодательного Собрания Краснодарского Края, Сергея Алтухова [99], заместителя главы Администрации**

Краснодарского Края, Василия Швеца [100] и других политиков. Однако, большой скачок в развитии фотоэлектрических станций в регионе до сих пор не произошел из-за отсутствия региональной регуляторной поддержки и высокой стоимости фотоэлектрических систем «под ключ», что привело к длительным срокам окупаемости при установке фотоэлектрических модулей [104].

В то же время **растет интерес к использованию фотоэлектричества со стороны малых и средних предприятий и крупных промышленных предприятий.** Есть примеры компаний в сельском хозяйстве, туризме и других отраслях региона, которые стремятся снизить свои операционные расходы и использовать фотоэлектрические или гибридные фотоэлектрические/газовые или дизельные установки для производства энергии. Эти решения приводят к снижению затрат на топливо и позволяют строить сельскохозяйственные или производственные объекты независимо от наличия сети. Компании начинают интересоваться фотоэлектрическими модулями и другими технологиями устойчивой энергетики, и решениями в области энергоэффективности, интерес подогревается по мере получения новой информации о технологиях. Следовательно, одним из движущих факторов применения таких технологий является наращивание потенциала для повышения осведомленности и распространение знаний о возобновляемых источниках энергии и технологиях энергоэффективности.

В отличие от малого и среднего бизнеса, знания о применении фотоэлектрических решений среди простых граждан ограничены. Обсуждение вопросов использования возобновляемых источников энергии должно проводиться в сочетании с обсуждением глобальных климатических изменений, которые обычно рассматриваются довольно узким кругом неправительственных организаций и ученых в России. Обычные люди едва ли задумываются об альтернативном варианте производства электричества, некоторые не заботятся о развитии фотоэлектричества; другие не видят необходимости в фотоэлектрических станциях и думают, что новая угольная или газовая электростанция была бы лучшим решением. Следует надеяться, что вскоре ситуация изменится в связи с изменением закона о микрогенерации (Закон 471) (см. раздел 2.1.4). Тот факт, что этот закон позволяет покрывать не только собственные энергетические потребности, но и потребности производства, дает возможность малым предприятиям использовать механизм закона, который предоставляет соответствующие возможности, как для бытовых потребителей, так и для малых и средних предприятий, повышая привлекательность ВИЭ.

3.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ

В Краснодарском Крае также действуют схемы федеральной поддержки производства электроэнергии, основанной на возобновляемых источниках энергии. Схема поддержки оптового рынка - ДПМ (см. п. 2.1.1), определенная Постановлением № 449, не является заточенной под регион и не требует специфического подкрепления законами регионального действия, поэтому в конкурсе могут участвовать проекты из всех регионов, в том числе, из Краснодарского Края.

На **розничном рынке**, как определено Постановлением № 47 (см. раздел 2.1.2), тендеры на поставку электроэнергии организуются на региональном уровне в соответствии с правилами, установленными Постановлением и нормативными актами к нему. 30 августа 2016 года Министерство топливно-энергетического комплекса и ЖКХ Краснодарского Края утвердило Приказ № 289.1 «Об утверждении порядка и условий проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики Краснодарского края, требований к соответствующим инвестиционным проектам и критериев их отбора» [101].

В начале 2018 года состоялся первый тендер по отбору проектов по выработке электроэнергии для розничного рынка, который компенсирует потери электричества в сетях Краснодарского края [101] [102]. Объявление о приеме заявок было сделано Министерством ТЭК и ЖКХ Краснодарского Края. После окончания срока подачи заявок 25 января 2018 года было подано только одно заявление. Проект предусматривал строительство 18 фотоэлектрических генерирующих объектов отдельными мощностями до 5 МВт, которые в общей сложности составят 90 МВт. Общий планируемый объем инвестиций составляет 9.8 млрд. рублей (около 111 тыс. рублей на 1 кВт пик) [306].

Согласно решениям комиссии по отбору проектов, опубликованным 20 февраля 2018 года, конкурсная заявка была оценена на основе следующих критериев:

- Капитальные затраты на строительство 1 кВт производства электроэнергии
- Срок окупаемости
- Планируемые расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (ЭиТО) 1 кВт установленной мощности
- Ожидаемые переменные затраты на производство 1 МВт*ч
- Количество ранее реализованных проектов
- Коэффициент локализации

Каждый критерий оценивался по 10-бальной шкале. Тендерный проект набрал 40 баллов и был выбран в качестве победителя. Однако проект еще не запущен и не включен в официальную «Схему и Программу перспективного развития электроэнергетики Краснодарского края на период 2019-2023 гг.», которая является ежегодным отчетом о состоянии энергетики Края и содержит основные планы ее развития. Аналогичные документы публикуются каждый год по каждому региону.

Компании, выигравшей тендер (ООО «Возобновляемые источники энергии»), были даны указания по проектированию процесса технологического присоединения планируемой СЭС к электрическим сетям, который в настоящее время отсутствует, иначе невозможно рассчитать стоимость электроэнергии и конечный тариф на электроэнергию, подлежащий уплате компании [103]. Тариф будет рассчитываться после завершения этапа строительства и подключения объектов к электрическим сетям и квалификации их в качестве генерирующих объектов, работающих на возобновляемых источниках энергии, в соответствии с Указом № 426. Квалификацию осуществляет регулирующий орган НП «Совет рынка». Другой проект по строительству объекта солнечной генерации будет реализован компанией «Авелар Солар Технолджи» («Nevel») общей мощностью 73.5 МВт [310].

Кроме того, по инициативе испанской компании ООО «Elwan Power» в рамках реализации инвестиционного проекта планируется создание ветропарка установленной мощностью 76.23 МВт, состоящего из 22 ветрогенераторов. Земля уже выделена, общий объем запланированных инвестиций достигает 7.87 млрд. рублей. Планируется, что ВЭС будет построена в 2020 году [310].

Помимо федеральных законов о развитии возобновляемых источников энергии, в **Краснодарском Крае действуют специальные региональные нормативные акты**. 7 июня 2004 года был принят закон № 723-КЗ «Об использовании возобновляемых источников энергии в Краснодарском Крае», устанавливающий следующие основные принципы использования возобновляемых источников энергии:

- Экономическая рентабельность использования ВИЭ вместо традиционных источников энергии
- Преимущества с точки зрения энергосбережения
- Экологические преимущества использования ВИЭ по сравнению с традиционными источниками энергии

- Правовая поддержка и экономические стимулы со стороны властей Краснодарского Края для поддержки использования ВИЭ
- Приоритет строительства объектов генерации ВИЭ отдается отдаленным или некачественным объектам электросетевого хозяйства; туристическим зонам с высокой плотностью населения и загрязненным воздухом; местам массового отдыха и лечения населения; в природных заповедниках и особо охраняемых природных территориях в экологически чистых зонах наиболее предпочтительными источниками энергоснабжения являются ВИЭ

Финансирование проектов по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) не описано и подробно не разъяснено в законе и оставляет возможности для интерпретации: указывается лишь, что финансирование проектов, входящих в региональные программы, осуществляется в порядке, установленном бюджетным законодательством Российской Федерации. Для других проектов ВИЭ, не входящих в региональную программу, финансирование может быть получено из областного бюджета при условии возврата денег. Кроме того, инвестиции могут быть получены из российских или иностранных инвестиций, или иных источников, предусмотренных законодательством страны. Тарифы на электроэнергию, произведенную из возобновляемых источников энергии, рассчитываются в соответствии с федеральными законами о расчете тарифов.

В настоящее время доля ВИЭ в регионе составляет 2.6%. Для увеличения этой доли в **Краснодарском Крае приняты три программы по стимулированию использования ВИЭ на четыре, пять и десять лет** соответственно. В соответствии с десятилетней программой «Энергосбережение и повышение энергоэффективности Краснодарского края на 2011-2020 годы», за счет использования потенциала ВИЭ Края, можно увеличить выработку электроэнергии на 1,300 МВт, заместив объекты генерации на традиционных источниках энергии. В то же время это приведет к увеличению энергоснабжения населения, государственного сектора, туристических и рекреационных объектов из возобновляемых и экологически чистых источников [104].

3.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов

В соответствии с классификацией бизнес-моделей, выбранной для данного отчета и описанной в разделе 1.3, ситуация, связанная с этими тремя бизнес-моделями в Краснодарском крае, описана в следующих подпунктах.

3.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки

В случае реализации, совокупная установленная мощность фотоэлектрических установок в регионе составит 163.5 МВт (без учета существующих малых и внесетевых солнечных систем).

В то же время, есть примеры предприятий и бюджетных организаций, которые получают электроэнергию от фотоэлектрических модулей, одновременно имея доступ к сетевой электроэнергии. Как упоминалось в главе 3.1, для предприятий (коммерческие компании, промышленные потребители, различные зарегистрированные предприятия, в том числе офисы) зачастую дешевле построить собственный энергогенерирующий объект, чем инвестировать время и деньги в процесс подключения к сети или покупать электроэнергию у энергосбытовой компании. Ниже приведены некоторые примеры:

В Краснодарском крае пока нет крупных СЭС мощностью в несколько МВт, первые проекты находятся на стадии подготовки (см. 3.3). In case of realization, the cumulated installed PV capacity in the region will result into 163.5 MWp (excluding existing small scale and off-grid PV):

- В Анапе, прибрежном туристическом городе, в 2019 году на крыше корпоративного рекреационного центра «СИБУР-Юг», принадлежащего компании «СИБУР» (компания, производящая и реализующая нефтехимическую продукцию на российском и международном рынках), была установлена одна из крупнейших в России крышных фотоэлектрических станций. Установленная мощность - 471.5 кВт, подрядчиком проекта выступила компания «Хевел». Система расположена на крышах нескольких зданий и покрывает до 100% суточного потребления [307].
- Несколько крышных фотоэлектрических станций на промышленных объектах и в офисных зданиях Краснодарского края, построенных компанией "NSIA-ENERGY", например, фотоэлектрическая станция на 2-х офисных зданиях в Краснодаре (60 кВт и 50 кВт); на промышленном объекте (120 кВт); на 2-х сельскохозяйственных объектах в станице Старонижнестеблиевская (см. Рисунок 28) (в соответствии с предположением eclageon на основе фотографий объектов) (100 и 50 кВт) [308].
- Автономная фотоэлектростанция мощностью 4.5 кВт в с. Тимашовский на базе сельскохозяйственного предприятия «Премикс» (производитель комбикормов).
- Водонагревательная система на крыше в государственной больнице города Анапы (солнечные коллекторы)
- ФЭС 5.4 кВт на базе Усть-Лабинской городской больницы
- Фотоэлектрическая система на крыше железнодорожной станции в Анапе мощностью 70 кВт (годовая выработка свыше 84,000 кВт*ч), установленная немецкой фирмой «Viessmann» [107]
- Солнечная энергосистема мощностью 30 кВт (120 солнечных модулей мощностью 270 Вт каждый) на крыше «Алоэ-центра», местного SPA-центра в Краснодаре. На сегодняшний день эта установка покрывает большую часть энергопотребления в дневное время суток в летнее время, остальная часть энергии автоматически берется из сети. Управляющий директор выступил инициатором этого проекта и был готов соответствовать бренду экологически чистого предприятия (в основном, по маркетинговым соображениям). Второй причиной было желание снизить затраты на электроэнергию, потому что спа-центр нуждается в большом количестве энергии - фотоэлектрическая система помогла им снизить свои обычные расходы на оплату электроэнергии на 30%.

На основе имеющейся информации eclageon оценивает общую установленную мощность частных коммерческих фотоэлектрических систем на крыше/на земле в Краснодарском крае в диапазоне от 4 до 6 МВт.

Рисунок 27 Гибридная солнечная сетевая станция на 30 кВт пик; крыша центра «Алоэ СПА» в Краснодаре



Источник: eclareon 2018

Рисунок 28 Спутниковый снимок фотоэлектрической системы на крыше мощностью 100 кВт в станции Старонижнестеблиевская в разгар строительных работ, 2019 г.



Источник: eclareon 2020, скриншот «Yandex.maps»

3.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы

Дизельные (или бензиновые) генераторы являются наиболее известным решением для удаленных районов без подключения к сети или с регулярными отключениями электричества. В Краснодарском Крае многие домохозяйства и предприятия также используют газогенераторы, особенно в летний период. В 2020 году цена 1 л дизельного топлива составила 46 рублей (66 евро центов), 1 м³ природного газа стоил 6.43 рубля (9 евро центов).

Южные районы Краснодарского Края включают горные районы, где расположены курорты, санатории и кемпинги. Примерами могут служить горнолыжные курорты и санатории Лаго-Наки, горная часть Мостовского района, районы Малой Лабы с их развивающейся туристической индустрией, прибрежные районы Черного и Азовского морей, отели на берегу озер, богатых рыбой. В горных районах зарегистрировано около

20 крупных санаториев и несколько небольших частных гостиниц и лагерей (около 15-20), которые не часто упоминаются в официальной статистике.

Кроме того, **около 4-10 населенных пунктов до сих пор не подключены к электросети из-за гористой местности.** Дополнительно, внесетевые зоны существуют на равнине, например, **новые поселения или новые построенные районы существующих населенных пунктов, где во время строительства не было обеспечено подключение электросетей и газопроводов к домам.** Очень часто услуги по подключению к сетям и газопроводам стоят дорого, поэтому потребителям приходится искать другие решения, такие как дизель-генерация. Например, для частного домохозяйства (потребление газа менее 5 кубометров в час) подключение к газопроводу в 2017 году может составить 100,000 рублей (1,345 евро), а для предприятия, потребляющего до 15 кубометров в час, техническое присоединение может превысить 10 миллионов рублей (134,567 евро) [109]. По мере развития технологий и роста популярности ВИЭ, на рынок выходит фотоэлектрическая генерация, а гибридные системы на основе сочетания солнца и дизеля приобретают все большую популярность.

На одной из промышленных площадок по производству ДСП была установлена фотоэлектрическая система мощностью 27 кВт на крыше для самообеспечения электроэнергией [110]. Сооружение было построено в Краснодарском крае в районе, удаленном от сети, и вначале было оснащено дизельным генератором мощностью 30 кВт. Позже была установлена фотоэлектрическая система, после чего здание было подключено к электросети. Сейчас фотоэлектрическая система вырабатывает достаточно электроэнергии для обеспечения рабочего процесса, кондиционирования воздуха летом и обогрева зимой. Автоматическая система управления включает дизель-генератор, когда нет солнца, уровень заряда батареи низкий, и/или происходит отключение электроэнергии в сети. В апреле 2018 года производство электроэнергии достигло 3.5 МВт*ч, в то время как пиковая мощность ожидается на уровне 5 МВт*ч/месяц. Срок окупаемости фотоэлектрической системы в текущих условиях оценивается в 4 года. Такие автономные солнечные системы не нуждаются в сертификации до тех пор, пока вырабатываемая ими энергия используется исключительно владельцем и не подается в электросеть.

Солнечная энергия также популярна среди операторов мобильной связи. В Краснодарском Крае многие горные районы из-за рельефа местности отрезаны от сети и радиосигнала. Первопроходцами в использовании фотоэлектрических модулей для таких случаев стали мобильные операторы «Билайн» и «МТС». Еще в 2004 году компания «Билайн» использовала фотоэлектрическую станцию для передачи мобильного сигнала и доступа в Интернет в отдаленные населенные пункты. Решение было в 5 раз дешевле, чем протягивание электрической сети и кабелей через горы и реликтовые леса [99]. Аналогичная история произошла с «МТС» в 2007 году, фотоэлектрические станции позволили обеспечить скоростным мобильным интернетом и связью отдаленные села (Гузерибль, Тюменский, Третья рота) в горных районах [108]. В солнечные дни летом фотоэлектрические станции вырабатывают до 70 кВт*ч/сутки.

Рисунок 29 Автономная фотоэлектрическая система мощностью 10.8 кВт, станция мобильной телефонной связи «МТС» для передачи сигнала, Лаго-Наки, Краснодарский край



Источник: Игорь Самородов, фотоэлектрическая компания "Солнечный центр", Краснодарский Край, 2007 г.

3.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе

До вступления в силу закона о микрогенерации (см. главу 2.1.4) **произведенная домашними хозяйствами электроэнергия использовалась на собственные нужды, либо потребление осуществлялось из других источников** (в т.ч. из сети) в случае низкого уровня солнечного излучения. Одним из наиболее показательных примеров является автономный дом, спроектированный и принадлежащий Николаю Дриге: сочетание фотоэлектрических панелей, ветрогенератора и системы водяного отопления, работающей на древесных пеллетах, делает домохозяйство полностью независимым от сети, при этом затраты на энергию и тепло в 4 раза ниже, чем в случае, если бы электроэнергия поступала из энергосети [113]. Более 50 домохозяйств были вдохновлены этим примером и оборудовали дома ВИЭ, включая фотоэлектрические системы. Для аналогичной мелкомасштабной частной выработки электроэнергии не требуется специальной сертификации или разрешения. Это может измениться в ближайшем будущем после того, как будут созданы и вступят в силу все необходимые дополнительные требования в отношении сетевого подключения микрогенерирующих объектов (см 2.1.4).

Строительство фотоэлектрической системы характеризуется сочетанием относительно высоких начальных инвестиций и относительно низких эксплуатационных расходов. По нашим собственным оценкам, на основе анализа реализованных проектов на сайтах таких компаний Краснодарского Края, как «Солнечный центр», «Экопроект Энерго», «NSiA», «Умная энергия» и других, **количество частных домовладений в Краснодарском Крае, имеющих автономную фотоэлектрическую систему, составляет от 170 до 300**. Точное количество таких домохозяйств оценить сложно из-за отсутствия централизованной статистической базы данных и необходимости регистрировать такие системы.

Существуют разнообразные предложения от многочисленных компаний, ценовой диапазон которых зависит от установленной мощности и происхождения оборудования. Компания «Умная энергия» совместно с Николаем Дригой, создателем «Автономного дома» и генеральным директором ООО «Своя Энергия», размещает на своем сайте перечень реализованных проектов мощностью от 3 до 120 кВт, так же, как и местная

фотоэлектрическая компания «Солнечный центр», реализовавший проекты как для промышленных потребителей, так и для частных лиц.

Часто, фотоэлектрические системы, которые не подключены к сети, комбинируют с сетевым подключением и/или другими генерирующими технологиями, такими как ветер или дизельное топливо. В среднем, домохозяйству необходимо инвестировать около 250-350 тыс. рублей (около 3,360-4,700 евро) для оснащения частных домохозяйств гибридной системой с солнечным фотоэлектрическим модулем, более или менее подходящей для покрытия потребности в энергии (в среднем, это установка на 4 кВт).

Проведя анализ цен на различные фотоэлектрические решения для частных домовладений, предлагаемые различными компаниями в Краснодарском Крае, мы нашли **среднюю цену** на установленную мощность 1 кВт, которая включает стоимость комплектующих, монтажного оборудования и услуг по монтажу гибридной фотоэлектрической системы, в диапазоне **от 65,000 до 87,500 рублей/кВт пик (874-1,177 евро/кВт пик)**, а стоимость 1 кВт установленной мощности автономной фотоэлектрической системы (включая накопители, другое оборудование и услуги) может достигать 142,000 рублей (около 1,900 евро) в основном за счет дополнительных расходов на систему накопителей [111].

Эта информация о расценках, предоставленная местными заинтересованными сторонами, была признана авторами данного отчета и принята во внимание при анализе рентабельности, представленном в главе 7. Особенно нижняя граница указанных цен кажется довольно оптимистичной. Однако, принимая во внимание более низкие затраты на рабочую силу, нельзя исключать, что цены настолько низкие, насколько это заявлено. Базовая цена, выбранная для анализа рентабельности частных систем, которые подключены к сети и включают только расходы на фотоэлектрическую систему, составила 100,000 рублей/кВт (примерно 1,432 евро/кВт). В анализ чувствительности были включены более низкие цены.

Рисунок 30 Автономная фотоэлектрическая система на крыше в Никитино, автономный поселок в горных районах Краснодарского Края



Источник: Игорь Самородов, фотоэлектрическая компания «Солнечный центр», Краснодарский Край, 2015 г.

По оценкам Николая Дриги, в Краснодарском крае стоимость 1 кВт*ч электроэнергии на фотоэлектрической основе может в конечном итоге составить всего лишь:

- 2.5-3 руб/кВт*ч (3 - 4 цента/кВт*ч) для систем, объединенных с электросетью и без накопителей
- 3.5-4 руб/кВт*ч (4-5 центов/кВт*ч) для гибридных фотоэлектрических систем с накопителями

- 7 руб. за кВт*ч (9 центов за кВт*ч) и более для автономных систем

Все его расчеты включали капитальные затраты, расходы на транспортировку, монтажное оборудование, рабочую силу, операционные расходы (из расчета на службу системы в 25 лет).

Стоимость электроэнергии от фотоэлектрических модулей в размере около 4 руб/кВт*ч (5 евро центов/кВт*ч) ниже, чем на электроэнергию из электросети [112] (см. также Таблица 9). Следует добавить, что расчеты, проведенные для данного отчета, не соответствовали этим цифрам, и показали более высокие LCOE, которые, конечно, могут быть снижены в будущем, при снижении цен на фотоэлектрические системы и оборудование.

3.4.4 Выводы и перспективы

Краснодарский Край является перспективным регионом для развития солнечной энергетики по следующим причинам:

1. это один из самых солнечных уголков России
2. генерирующих мощностей не хватает
3. тарифы на электроэнергию для населения, а также цены на электроэнергию на розничном и оптовом рынке, безусловно, будут расти в будущем.

Однако, поскольку большая часть региона подключена к электрической сети ЕЭС, а **тарифы на электроэнергию для населения субсидируются и искусственно занижены**, инвестиции в бытовые фотоэлектрические системы домашних хозяйств, подключенных к сети, редки и будут набирать популярность медленно.

Вскоре это может измениться в связи с принятием Закона о микрогенерации, который вступил в силу в конце 2019 года. Дополнительная мотивация должна дополнять или заменять экономические соображения, чтобы мотивировать частные домохозяйства к инвестированию в частные фотоэлектрические системы. Этими мотивирующими факторами могут быть техническое любопытство, желание увеличить энергетическую независимость или желание сделать добро для окружающей среды. Однако несмотря на то, что эти мотивирующие факторы существуют, лишь немногие люди уделяют им внимание. Экономические причины, безусловно, являются наиболее важным драйвером для инвестиций в фотоэлектрические установки, принимая во внимание, что средний доход российских домохозяйств >50% ниже, чем в Германии, это ограничивает возможности частных инвестиций [114]. Основные целевые группы потребителей фотоэлектрической энергии можно описать следующим образом:

Частные домохозяйства:

- В качестве целевой группы могут выступать жители **вновь построенных или отдаленных/горных районов**: Эти домохозяйства должны платить за подключение к сети, а иногда и к газопроводам, прежде чем они получат доступ к низким тарифам на электроэнергию. Часто подключение является дорогостоящим и занимает много времени, поэтому инвестирование в фотоэлектрическую и/или гибридную систему является привлекательным
- Закон о микрогенерации может также сделать солнечные фотоэлектрические установки более привлекательными для **людей, живущих в городах, и имеющих дачу**, которую они посещают летом и в выходные дни. Электроэнергия, произведенная фотоэлектрической системой в течение оставшегося времени, может быть продана в сети и стать источником дополнительного небольшого, но регулярного дохода для домохозяйства. Тем не менее, еще предстоит выяснить, как будет компенсироваться продажа электроэнергии по новому закону. Как представляется сегодня, избыток электроэнергии, скорее всего, будет оцениваться с учетом оптовой цены на электроэнергию, которая колеблется в пределах 1 рубля за кВт*ч (1 евро цент за кВт*ч).

- Закон о микрогенерации должен также сделать солнечные фотоэлектрические установки более привлекательными для людей, живущих в городах и имеющих дачные участки. Электричество, производимое фотоэлектрической системой в дачном доме в течение рабочей недели, когда люди находятся в городе, может быть продано в сеть, создавая источник дополнительного дохода для домашнего хозяйства. Тем не менее, еще предстоит выяснить, как продажа электроэнергии будет фактически компенсироваться в соответствии с законом. Скорее всего, избыток электроэнергии будет оцениваться по оптовой цене, которая колеблется в районе 1.3 рубля за кВт/ч (2 € цент/кВт*ч).

Полуостров Тамань в Краснодарском крае может быть особенно привлекательным для солнечных фотоэлектрических систем по следующим причинам: Тамань уязвима из-за регулярных отключений электричества, которые уже вызвали серьезное недовольство среди домохозяйств, например, из-за того, что пища в холодильниках, в том числе промышленных, быстро портится из-за отсутствия энергии. Как следствие, люди часто задумываются об альтернативных источниках энергии. Во-вторых, уже началось и должно быть завершено к 2021 году строительство крупного порта и новых промышленных зон, которые также нуждаются в электроснабжении.

Промышленные, коммерческие и общественные потребители (организации):

- Организации, как подключенные к сети, так и расположенные в отдаленных районах, вынуждены платить более высокие цены за электроэнергию из сети, а также нести более высокие расходы за технологическое присоединение к сетям, чем частные потребители. Кроме того, пик потребления электроэнергии приходится на дневной период, а летом, когда системы кондиционирования воздуха включены, потребление увеличивается еще больше. Таким образом, собственные фотоэлектрические или гибридные системы могут быть жизнеспособной альтернативой.
- **Промышленные потребители, фермерские и рыбопромысловые хозяйства и сети супермаркетов** начали строить собственные генерирующие мощности и даже создали собственные энергопроизводящие компании (как в случае «Магнита Энерго») для снижения затрат на электроэнергию и тепло или даже получения прибыли от торговли электроэнергией в случае ее избытка. Установка фотоэлектрических систем иногда воспринимается как хорошее сочетание экономии средств на топливо/сетевом электричестве и получения более высокого имиджа экологически чистой компании

4. Рынок фотоэлектричества и его потенциал в Калининградской Области

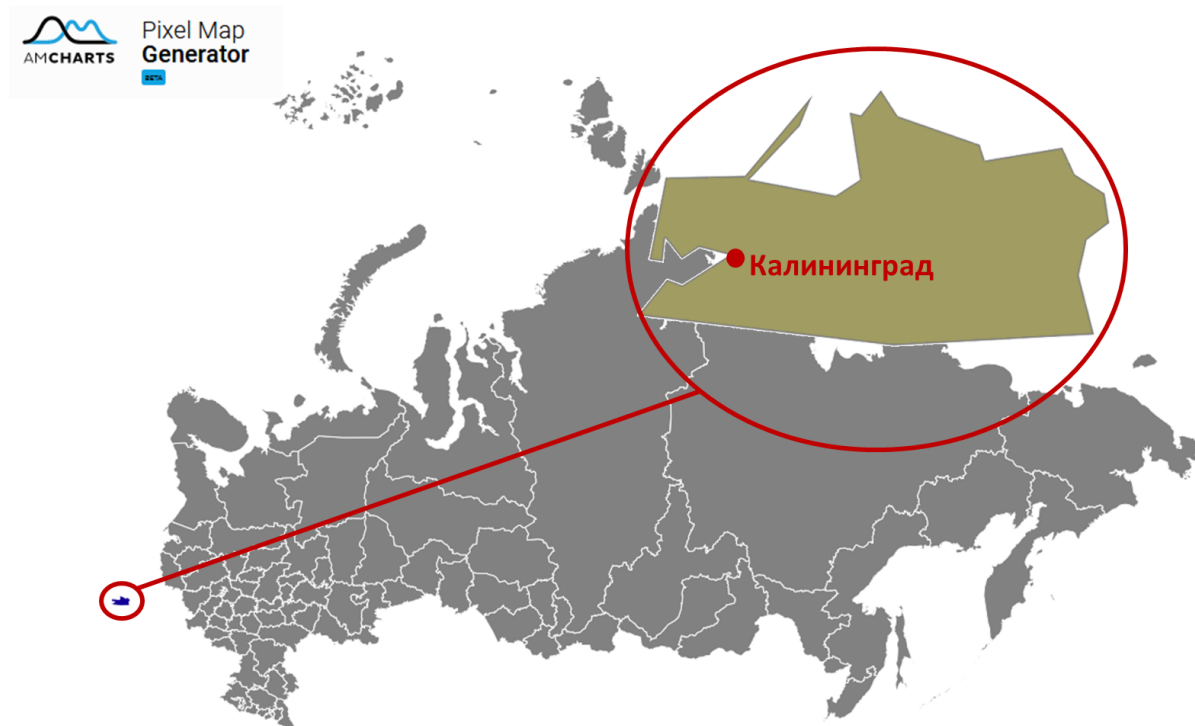
В следующем разделе представлена общая информация об электроэнергетическом секторе Калининградской области и конкретные данные по фотоэлектрическому рынку. Описывается важность трех выбранных фотоэлектрических бизнес-моделей в Калининградской области. Обсуждается также конкретная региональная нормативно-правовая база для развития возобновляемой энергетики.

4.1 Энергетический сектор Калининградской области

4.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию

Калининградская область — это регион с интересной и богатой историей, расположенный за пределами основных российских границ. Регион входит в состав ЕЭС России (часть ЕЭС Северо-Запада), однако сети ЕЭС и Калининградской области объединены кольцом БРЭЛЛ (Белоруссия, Россия, Эстония, Латвия и Литва), в частности, ее латвийской и белорусской частями.

Рисунок 31 Схематичная карта России и Краснодарский край на карте



Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

Регион производит достаточно электроэнергии для удовлетворения своих потребностей, в то время как спрос медленно и устойчиво растет. Избытки вырабатываемой электроэнергии направляются в соседние электрические сети напряжением 110 кВ и 330 кВ [115]. В настоящее время регион все еще зависит от кольца БРЭЛЛ и осознает необходимость создания достаточных мощностей для полного самообеспечения в случае, если соединение с БРЭЛЛ и ЕЭС когда-либо будет прервано. Таким образом, топливно-энергетический сектор региона быстро

развивается и получает законодательную и экономическую поддержку со стороны федерального правительства.

В 2018 г. энергопотребление в регионе составило 44,388.6 ГВт*ч, а выработка электроэнергии - 7,383 ГВт*ч [312]. Таблица 11 ниже содержит информацию о выработке электроэнергии в регионе, импортированной энергии и выработке электроэнергии на душу населения. До 2010 г. в области существовали проблемы с выработкой электроэнергии, и большая часть энергии импортировалась. Начиная с 2011 г. производство электроэнергии в регионе было стабильным с небольшими колебаниями.

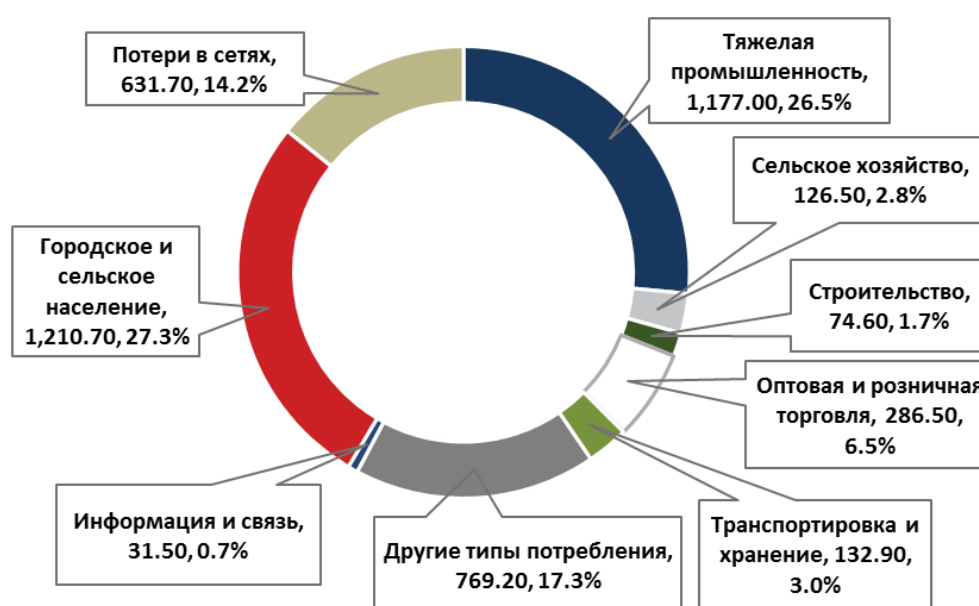
Таблица 11 Профиль производства электроэнергии в Калининградской области, 2010-2018

Год	Общая выработка э/э (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от выработки э/э)	Общий экспорт э/э (% от выработки)	Выработка э/э на душу населения (кВт*ч на душу населения)
2018	7.38	60.1	33.6	7.4
2017	7.11	62.0	38.0	7.2
2016	6.70	66.3	33.7	6.8
2015	6.20	71.2	28.8	6.4
2014	6.44	70.1	29.9	6.7
2013	6.39	69.5	30.5	6.6
2012	6.85	62.2	37.8	7.2
2011	6.45	63.6	36.4	6.8
2010	3.14	127.8	-27.8	3.3

Источник: по материалам Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс» 2017 [30]; Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2018 [127]; «Схема и программа развития электроэнергетики Калининградской области 2020-2024», 2019 [312]

В отличие от Краснодарского Края, крупнейшими потребителями электроэнергии в Калининградской области являются частные домохозяйства (население, 28%). Около 27% потребления электроэнергии приходится на промышленные предприятия. Потери в сетях составляют 14% от общего потребления.

Рисунок 32 Потребление электроэнергии по секторам экономики Калининградской области, 2017, млн кВт*ч и %.



Источник: eSageon 2020 по материалам: Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, 2019 [30]

4.1.2 Участники регионального рынка электроэнергии

Региональный рынок электроэнергии в регионе имеет ряд участников:

- основная сбытовая компания «Янтарьэнергосбыт» и 11 дополнительных предприятий розничной торговли электроэнергией
- 12 сетевых компаний, в том числе крупная – «Янтарьэнерго» (дочерняя компания "РОССЕТИ")
- одна крупная и 3 новые менее мощные теплоэлектростанции и несколько дополнительных энергогенерирующих объектов, принадлежащих «Интер РАО ЕЭС».

Общая установленная генерирующая мощность на конец 2018 года составила 1,709.7 МВт, из которых 900 МВт приходилось на крупнейшую ТЭЦ «Калининградская ТЭЦ-2» (принадлежит «Интер РАО») [116]. В период с 2017 по 2019 год были запущены 3 новые ТЭЦ на природном газе, которые присоединились к энергосистеме региона, добавив 771.6 МВт к существующей генерирующей мощности [311]. **Более 90% электроэнергии в регионе производится с помощью природного газа, который также является основным видом топлива для котельных и производства тепла на ТЭЦ.**

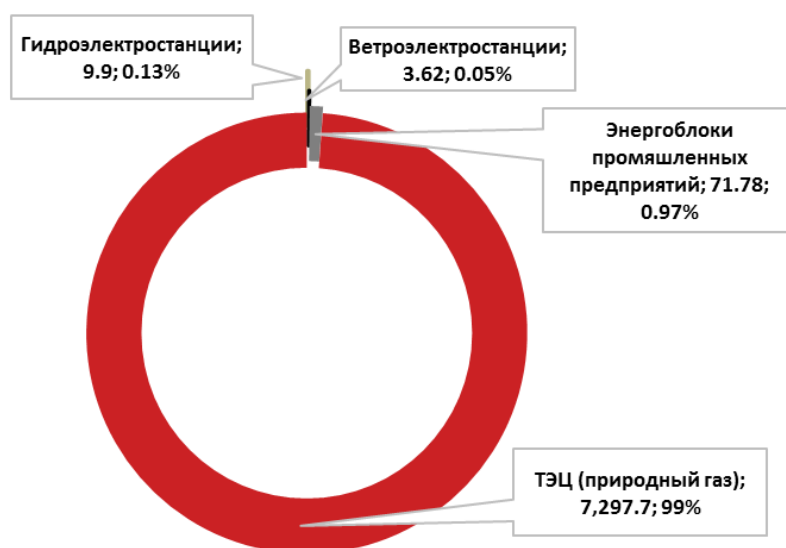
Крупнейшим продавцом электроэнергии является региональный гарантирующий поставщик ОАО «Янтарьэнергосбыт», созданный в 2011 году АО «Янтарьэнерго» для разделения функций передачи и сбыта электроэнергии между двумя компаниями. Крупнейшей сетевой компанией является АО «Янтарьэнерго», дочернее предприятие «РОССЕТИ». В число других предприятий розничной торговли электроэнергией входят ОАО «Оборонэнергосбыт», принадлежащее Министерству обороны Российской Федерации, и «Русэнергосбыт».

4.1.3 Генерация внутри сети

Как было сказано выше, выработка электроэнергии в регионе превышает потребление: в 2018 г. выработка в регионе составила 7,383 ГВт*ч, 98.8% из которых приходилось на «Калининградскую ТЭЦ-2».

Все электростанции, принадлежащие «Янтарьэнерго», работают на гидроэнергии и выработали 9.9 ГВт*ч. 99.6% установленной мощности в области приходится на ТЭЦ, работающих на природном газе, 0.1% - на гидроэлектростанции и 0.3% - на ветроэлектростанции [312]. **Почти 100% электроэнергии, вырабатываемой в регионе, производится на ТЭЦ.**

Рисунок 33 Выработка электроэнергии в Калининграде в 2018 г. по источникам, млн кВт*ч и % от общей выработки



Источник: eclareon 2020 по материалам «Схема и программа развития электроэнергетики Калининградской области 2020-2024», 2019 [312]

Рисунок 34 Схематичная карта Калининградской области с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2020 г



Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts On-Grid Generation, по материалам «Схема и программа развития электроэнергетики Калининградской области 2020-2024», 2019 [312]

4.1.4 Внесетевая (распределенная) генерация

Внесетевая генерация в Калининградской области состоит из нескольких изолированных примеров в основном применения частных фотоэлектрических систем. Несмотря на то, что этот регион хорошо развит, в нем есть населенные пункты без подключения к сетям или со слабой электрической сетью, что приводит к частым отключениям электричества. Одним из примеров является село Орловка, где жители часто страдают от отключений электричества по различным причинам, включая устаревшие трансформаторные подстанции и штормовые предупреждения с

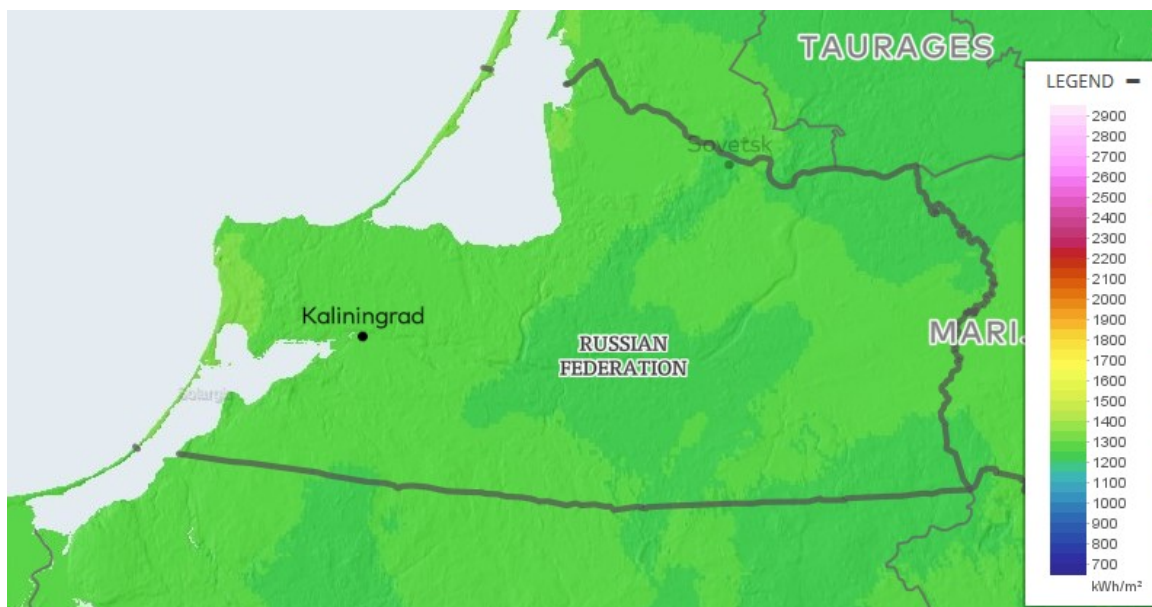
последующими плановыми отключениями электричества. В этом селе большинство домов используют дизель-генераторы для резервного энергоснабжения [122].

4.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем

4.2.1 Солнечное излучение

В Калининградской области около 180 солнечных дней в году **со средней производительностью 1,100-1,250 кВт*ч/м²/год** [118], что является одним из самых высоких показателей для северо-западных регионов России. В регионе нет крупных солнечных электростанций, все существующие фотоэлектрические системы представлены небольшими фотоэлектрическими проектами, такими как уличное освещение и частные фотоэлектрические системы в жилом секторе

Рисунок 35 Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Калининградской области



Источник: Глобальный атлас солнечной энергии [130]

4.2.2 Целевые потребители

Калининградская область входит в первую неценовую зону, что означает отсутствие свободного ценообразования на оптовом рынке электроэнергии в регионе, **жесткий контроль и предопределение цен на розничном рынке электроэнергии**. Основные цены и тарифы на электроэнергию представлены в Таблица 12

Таблица 12 Некоторые цены на электроэнергию в Калининградской области

		Период времени			
		2020 2/2	2020 1/2	2019 2/2	2019 1/2
		Розничный рынок, руб/кВт*ч (евро цент/кВт*ч) с НДС 20%			
Городское население с газовыми плитами и приравненные к ним группы потребителей (одноставочный тариф)		4.36 (6)	4.20 (6)	4.20 (6)	4.12 (5.9)
Городское население с электрическими плитами и сельское население (одноставочный тариф)		4.36 (6.2)	3.05 (4.4)	2.94 (4.2)	2.88 (4.1)
Тип напряжения / тип тарифа	ВН (110 кВ и выше)	СН 1 (35 кВ)	СН2 (20-1 кВ)	НН (0,4 кВ и ниже)	
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт					
Одноставочный тариф	4,749.65 (68)	-	5,431.01 (77.8)	7,447.1 (106.6)	
Вторая ценовая категория, тариф по двум зонам суток, руб/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт					
Ночная зона	3,384.39 (48.5)	-	4,065.75 (58.2)	6,081.84 (87.1)	
Дневная зона	5,185.09 (74.3)	-	5,866.45 (84)	7,882.54 (112.9)	
Вторая ценовая категория, трехставочный тариф, руб/МВт*ч (евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке 670					
Пик	5,789.03 (48.5)	-	6,470.39 (58.2)	8,486.48 (87.1)	
Полупик	4,692.62 (67.2)	-	5,373.98 (77)	7,390.08 (105.8)	
Ночная зона	3,384.39 (48.5)	-	4,065.75 (58.2)	6,081.84 (87.1)	
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой от 670 кВт до 10 МВт					
Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	4,567.63 (65.4)	-	5,248.99 (75.2)	7,265.09 (104)	
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой более 10 МВт					
Non-regulated price, differs depending on the contract type, hour and month	4,446.17 (63.7)	-	5,127.53 (73.4)	7,143.62 (102.3)	

Источник: «Янтарьэнергосбыт», 2019, [121], [313]

4.2.3 Общее отношение к солнечной энергетике в Калининградской области

Общее отношение к возобновляемым источникам энергии в Калининградской области является положительным. Ветроэнергетические проекты развиваются в регионе, отражая готовность к переходу на «зеленую» энергетику: В 2018 году возле поселка Ушаково была установлена новая ветряная электростанция мощностью 6.9 МВт. Она заменила старый ветряной парк в Куликово и стала проектом «РОССЕТИ», точнее, его регионального представителя «Янтарьэнерго».

Что касается частных фотоэлектрических модулей, количество энтузиастов может достигать сотен [120]. Разнообразные фотоэлектрические системы предлагаются онлайн, люди делятся своими идеями и опытом на форумах и блогах, а также делятся примерами частных домов, оборудованных солнечными батареями, что свидетельствует о растущей популярности этой технологии среди обычных людей. Однако конкретная информация о реализованных фотоэлектрических проектах отсутствует: В связи с ограниченным количеством солнечных дней, развитие производства электроэнергии на солнечных батареях в регионе не рассматривается местной администрацией в качестве приоритетной задачи. Более того, относительно низкий уровень облучения в сочетании с низкими регулируемые ценами на электроэнергию не способствует использованию фотоэлектрических модулей, особенно при отсутствии специальных схем поддержки фотоэлектричества.

В прошлом, развитие возобновляемых источников энергии в регионе осуществлялось при поддержке энергосбытовой компании и дистрибьютора электроэнергии «Янтарьэнергосбыт». Так, например, **компания «Янтарьэнерго» первой в России разрешила домохозяйствам подключить к сети частную фотоэлектрическую систему.** Эта система была построена частным бизнесменом, который не был заинтересован в экономии денег, но который установил фотоэлектрическую установку из-за технологического любопытства и стал независимым от электросети.

После долгих переговоров, компания согласилась установить двунаправленный счетчик электроэнергии, который позволил подавать электроэнергию, произведенную фотоэлектрической системой, в сеть и снизить затраты на электроэнергию. Однако эта установка является отдельным случаем, а не репрезентативной бизнес-моделью, которую будут копировать другие граждане.

4.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ

В Калининградской области действуют схемы федеральной поддержки производства электроэнергии из возобновляемых источников. Схема поддержки оптового рынка – договоры о поставках мощности (см. раздел 2.1.12.1.1), определенная Постановлением № 449, не является областной, поэтому в тендере могут участвовать проекты из всех регионов, включая Калининградскую область. На розничном рынке, как определено Постановлением № 47, тендеры на поставку электроэнергии должны проводиться на региональном уровне в соответствии с правилами, установленными Постановлением и соответствующими региональными нормативными актами.

До настоящего времени, в Калининграде не было выбрано ни одного проекта на условиях контракта на поставку мощности. **Постановление 47 также не было реализовано в Калининградской области** и не адаптировано к условиям региона посредством местных законодательных актов и постановлений.

В настоящее время, в Калининградской области нет конкретных нормативных или законодательных актов, направленных на поддержку ВИЭ. Энергетическая независимость от соседних стран является центральным элементом региональной энергетической политики: «Схема и программа перспективного развития энергетического сектора Калининградской области на 2020-2024 годы» направлена на обеспечение независимости региональной энергетической системы от зарубежных стран, особенно от Литвы, поскольку магистральный газопровод, по которому газ поступает на ТЭЦ Калининградской области, протягивается по территории именно этой страны. Вопрос энергетической безопасности приобрел еще большее значение после введения экономических санкций между Россией и европейскими странами. В соответствии с этим документом, Калининградская область должна уделять больше внимания развитию ВИЭ в регионе, особенно гидроэнергетике, биоэнергетике (включая

отходы) и ветроэнергетике, в силу своего потенциала в регионе. В документе содержатся ссылки на национальные нормативные правовые акты и Дорожную карту развития энергетики России до 2030 года, но не упоминаются конкретные местные законодательные акты, которые могли бы способствовать развитию ВИЭ в регионе.

4.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов

В соответствии с классификацией бизнес-моделей, выбранной для данного отчета и описанной в главе 1.3, ситуация в отношении трех бизнес-моделей в Калининградской области описана в следующих подразделах

4.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки

В Калининградской области нет крупных фотоэлектрических станций, и в настоящее время **не планируется развивать такие проекты или поддерживать их в этом регионе**. Тем не менее, существуют возможности использования фотоэлектрических модулей для энергоснабжения социально значимых объектов. В Калининградской области уже есть случай с поселком Луговое, где фотоэлектрическая система на крыше вырабатывает до 50 кВт*ч в день для уличного освещения [123]. Она является пилотным проектом, получившим финансирование от Европейского Союза в рамках проекта по развитию энергоэффективности и обошлась в 40,000 евро. В настоящее время эта фотоэлектрическая система позволяет поселку Луговое экономить около 100 тыс. рублей в год (около 1,430 евро).

4.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы

В России принято иметь **загородный дом/дачу**, поэтому в сельской местности строится все больше новых домов, которые не подключены к электросети. Если рядом с домом есть сеть, то расходы на подключение часто высоки, даже сравнимы со стоимостью фотоэлектрической системы на крыше.

В 2014 году семья из с. Черепаново инвестировала около 160 тыс. рублей (2,153 евро) в 6 фотоэлектрических модулей и накопитель, которые теперь полностью обеспечивают их дом, в то время, как «Янтарьэнерго» предложило технологическое присоединение за 150 тыс. рублей (2,018 евро) [123]. Черепаново до сих пор отключено от электросети, и все, кроме этого семейства, пользуются дизель-генераторами.

По некоторым оценкам, **в Калининградской области насчитывается около 250 небольших бытовых фотоэлектрических систем, которые функционируют автономно** и обычно в сочетании с дизельными или бензиновыми электростанциями [124]. Средний срок окупаемости жилой фотоэлектрической системы (по состоянию на 2016 год) составляет 5-8 лет. Расчеты, проведенные в данном отчете, показывают, что сроки окупаемости гибридных фотоэлектрических систем, скорее всего, будут более длительными, даже в районах с более высоким уровнем солнечного облучения, чем в Калининградской области.

4.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе

В Калининградской области нет официальных статистических данных, дающих точное количество или установленную мощность фотоэлектрических систем в жилом секторе.

В 2014 году был прецедент официального присоединения фотоэлектрической системы к электросети Калининградской области. Местный бизнесмен г-н Рыжиков установил 5.4 кВт с максимальной производительностью до 35 кВт*ч в солнечный день. После переговоров с «Янтарьэнерго», «первопроходец» получил разрешение на подачу

электроэнергии в городскую электросеть в те дни, когда его система вырабатывает больше энергии, чем потребляет домохозяйство, и крутит счетчик электроэнергии назад, что приносит прибыль собственнику. Эта история была первым примером «активного потребления (prosumer)» в России, но пока такая схема не имеет аналогов.

Другой аналогичный случай произошел в Орловке, деревне недалеко от Калининграда. Поселок подключен к электросети, **но отключения электроэнергии происходят так часто, что практически все домохозяйства имеют дизель-генераторы**. Одна семья решила инвестировать деньги в фотоэлектрическую систему на крыше в сочетании с накопителем, что позволило дому оставаться полностью автономным на срок до двух дней [122]. Домашнее хозяйство в основном обеспечивается фотоэлектрическими модулями, которые одновременно заряжают батареи. В ночное время суток и в пасмурные дни батареи включаются и в случае разряда электропитания забирается из электросети. Главным аргументом против дизель-генераторов был шум и необходимость запасов топлива.

4.4.4 Выводы и перспективы

В Калининградской области меньше солнечного излучения, чем во многих других регионах России, цены на электроэнергию полностью регулируются и довольно низкие, а подавляющее большинство потребителей электроэнергии подключены к сети, хотя и существуют некоторые исключения. В Калининградской области нет конкретной региональной схемы поддержки развития ВИЭ, однако есть несколько примеров успешного использования фотоэлектрических модулей. Наиболее перспективными направлениями для внедрения фотоэлектрических модулей в этом регионе являются:

- **Внедрение частных гибридных фотоэлектрических систем в районах со слабыми/изношенными или отсутствующими электрическими сетями.** Такими районами являются вновь построенные поселения, где подключение к сети стоит дорого или занимает много времени. Как описано выше, есть населенные пункты, где существующая сеть не может обеспечить стабильное электроснабжение. Кроме того, после вступления в силу Закона о микрогенерации, частные домохозяйства могут сократить срок окупаемости своих фотоэлектрических систем, что может стимулировать большее количество частных лиц к установке фотоэлектрических или гибридных решений.
- **Пилотные проекты.** Поскольку Калининградская область является анклавом, опробовать современные технические решения в регионе относительно просто. И администрация региона, и местные энергетические компании открыты для новых технологий и экспериментов и тесно сотрудничают со Сколково, российским аналогом «Кремниевой долины» - современным научным комплексом под Москвой, который призван разрабатывать, поддерживать и коммерциализировать новые технологии, разработки, идеи в любой сфере. Например, существует проект «РОССЕТИ», целью которого является тестирование сетевой цифровизации в регионе, что станет первым российским опытом. То же самое относится и к ВИЭ: Калининградская область первой подключила жилую фотоэлектрическую систему к государственной электросети и хочет сохранить статус инновационного испытательного полигона, лидера и первопроходца в России
- **Фотоэлектричество и тепловые насосы отопительные системы и солнечные системы нагрева воды.** Такие комбинированные решения в основном связаны со строительством энергоэффективных домов. Такие системы уже используются в Калининграде и со временем могут стать более популярными.

5. Рынки фотоэлектричества и тепловых насосов и их потенциал в Республике Башкортостан

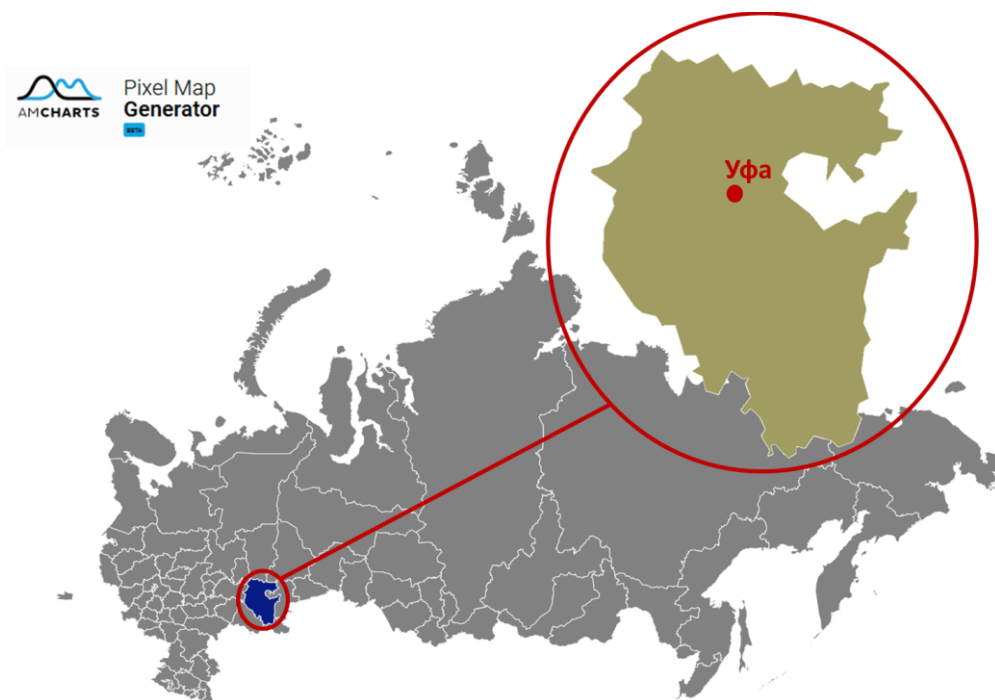
В следующей главе дается общая информация по энергетическому сектору Башкортостана и конкретные данные по местному рынку фотоэлектрической и теплонасосной техники, а также вводятся соответствующие бизнес-модели фотоэлектрической и теплонасосной техники в Башкортостане. Кроме того, обсуждается специфическая для региона нормативная база по развитию возобновляемой энергетики.

5.1 Энергетический сектор Республики Башкортостан

5.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию

Республика Башкортостан (или Башкортостан) расположена на границе Европы и Азии и насчитывает более 4 миллионов граждан. Климат Башкортостана континентальный, с относительно теплым летом и средней температурой воздуха июля +20 С. В длительные прохладные зимние периоды температура в январе достигает -15 С [179]. Уфа, столица республики, является 11-м по величине городом России. Однако в городе проживает менее 30% населения региона. **Башкортостан - один из ведущих промышленных и сельскохозяйственных регионов России, один из основных нефтедобывающих регионов и центр химической и машиностроительной промышленности** [180]. Основные объемы потребления энергии происходят в зимний период и в жаркие летние дни. Максимальные нагрузки в энергосистеме Башкортостана достигаются в декабре или январе, которые, как правило, являются самыми холодными месяцами в регионе. В 2011-2017 гг. самая высокая годовая нагрузка была достигнута 21 декабря 2016 г. - 4,145 МВт [181].

Рисунок 36 Схематичная карта России и Республика Башкортостан на карте



Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

С 2011 года и потребление электроэнергии, и ее выработка неуклонно росли. В 2018 году регион произвел 89% потребляемой в регионе электроэнергии [181]; в 2019 году собственная генерация покрыла 97% спроса [314]. Несмотря на то, что внутренняя генерация энергии преимущественно покрывает спрос, в регионе есть некоторые проблемные области, которые страдают от нехватки источников энергии. **Большинство генерирующих мощностей в регионе сосредоточено в северо-западных районах, в то время как центральная и южная части Башкирской энергосистемы страдают от нехватки генерирующих мощностей** [181]. Поэтому в этих областях необходимы дополнительные генерирующие мощности. Оптимальный для региона уровень инсоляции наблюдается в южных районах Башкортостана, что в совокупности с нехваткой энергогенерирующих мощностей создает большой потенциал для развития солнечной энергетики в этом регионе.

Рисунок 37 иллюстрирует, как развивалось региональное потребление электроэнергии в Башкортостане на протяжении многих лет, сравнивая потребление энергии и ее выработку в регионе.

Рисунок 37 Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Республики Башкортостан за последние 9 лет, ГВт*ч



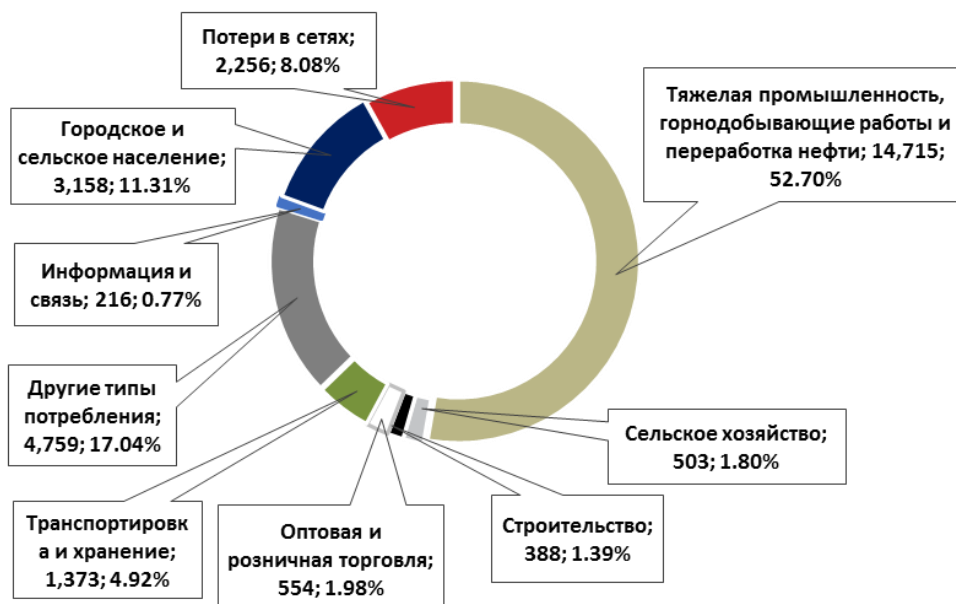
Источник: eclairon 2020 по материалам: Министерство Промышленности и Энергетики Республики Башкортостан, 2019 [181], «СО ЕЭС», 2020 [221]

Для восполнения дефицита электроэнергии она импортируется из соседних регионов, таких как Челябинск и Оренбург, и закупается на оптовом рынке. По данным «СО ЕЭС», выработка электроэнергии собственными силами на территории региона в 2019 году составила 26,580 ГВт*ч, а внутреннее потребление – 27,430 ГВт*ч, что означает, что региональные генерирующие мощности покрывали 88.6% спроса на электроэнергию [182]. Наибольшее энергопотребление наблюдается в зоне центрального электроснабжения, в которую входит город Уфа.

Наиболее энергоемкими отраслями в Башкортостане являются обрабатывающая и горнодобывающая промышленность. В 2018 году на них приходилось более половины общего потребления электроэнергии в регионе (см. Рисунок 38). Обрабатывающая промышленность представлена рядом отраслей, среди которых самыми крупными являются производство кокса и нефти, химическое производство, производство нерудных полезных ископаемых. В совокупности эти отрасли потребили 9,576 ГВт*ч в 2018 году. В 2018 году горнодобывающая промышленность потребила 5,139 ГВт*ч электроэнергии [181], [185]. В том же году на долю потребления энергии населением приходилось 11.3% от общего объема энергопотребления в регионе, что сделало его третьей по величине группой потребителей. Потери энергии в сетях составили 8% от общего энергопотребления Башкортостана. Несмотря на то, что этот показатель относительно невелик по сравнению с потерями в других регионах России, он составляет финансовые потери более 4 миллиардов рублей (около 57.3 миллиона евро) [186]. Потери в сетях неравномерно распределены по районам Башкортостана: в

г. Уфе, где завершена программа модернизации сетей, в 2018 году потери составили 12.2%, в то время как в других регионах с устаревшими распределительными сетями и изношенными потерями в сетях часто достигают 40% от районного потребления [186]. Более подробная информация о потребителях энергии представлена на Рисунок 38.

Рисунок 38 Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Республике Башкортостан, 2018 год, млн кВт*ч и %.



Источник: eclareon 2020 по материалам Министерства Промышленности и Энергетики Башкортостана, 2019 [181]

Учитывая продолжающееся промышленное и экономическое развитие региона и общую тенденцию потребления энергии, предполагается, что годовой рост внутреннего потребления электроэнергии будет колебаться в пределах 2% в год (предположения eclareon на основании [181]).

5.1.2 Сектор тепловых насосов в Республике Башкортостан

Потребители Башкортостана в основном снабжаются теплом за счет:

- Централизованное районное теплоснабжение (жилые и промышленные потребители в крупных городах и областных центрах). Ежегодно Государственный комитет по тарифам Республики Башкортостан устанавливает нормативы потребления тепловой энергии (в Гкал) в расчете на 1 м³ и соответствующий тариф для энергокомпаний в рублях за 1 Гкал. Так, на конец 2019 года норматив потребления тепловой энергии населением составляет от 0.0234 до 0.034 Гкал/1м³, а тариф - 2,134.16 руб/Гкал (около 30.5 евро/Гкал). Это означает, что для квартиры площадью 60 м² ежемесячный счет за отопительные услуги будет составлять около 3,841.48 руб (около 55 евро) [253],[254].
- Индивидуальные газовые котлы. Обычно они устанавливаются частными домашними хозяйствами или малыми и средними предприятиями в регионах, где нет централизованной системы теплоснабжения, таких как сельская местность, промышленные парки или новые городские районы.
- Индивидуальные электрические котлы. Используются частными домашними хозяйствами, предприятиями малого и среднего бизнеса или муниципальными образованиями в районах, где нет близких к потребителю газовых сетей, или если подключение к газопроводу экономически нецелесообразно.

- Дровяные печи и твердотопливные котлы. В основном они используются частными домашними хозяйствами и малыми предприятиями в отдаленных районах и автономных поселках или в районах, где есть доступ к соответствующему твердому топливу (например, в деревнях, расположенных поблизости от лесов, местные жители используют древесину, заготовленную ими самими, и не платят за этот вид топлива).
- Тепловые насосы и солнечные коллекторы. Установленные частными домашними хозяйствами с высоким уровнем благосостояния и заинтересованности в использовании инновационного оборудования или предпринимателями, тестирующими новую технологию, этот вариант является наименее распространенным. Низкая осведомленность о современных технологиях ВИЭ и энергоэффективности препятствует распространению этой технологии.

Следует отметить, что использование тепловых насосов и солнечных коллекторов рассматривалось соответствующими министерствами Башкортостана как возможный вариант теплоснабжения бюджетных учреждений в рамках энергосервисных контрактов. Однако, учитывая отсутствие установленных требований и неопределенность законодательной базы, проекты не были реализованы.

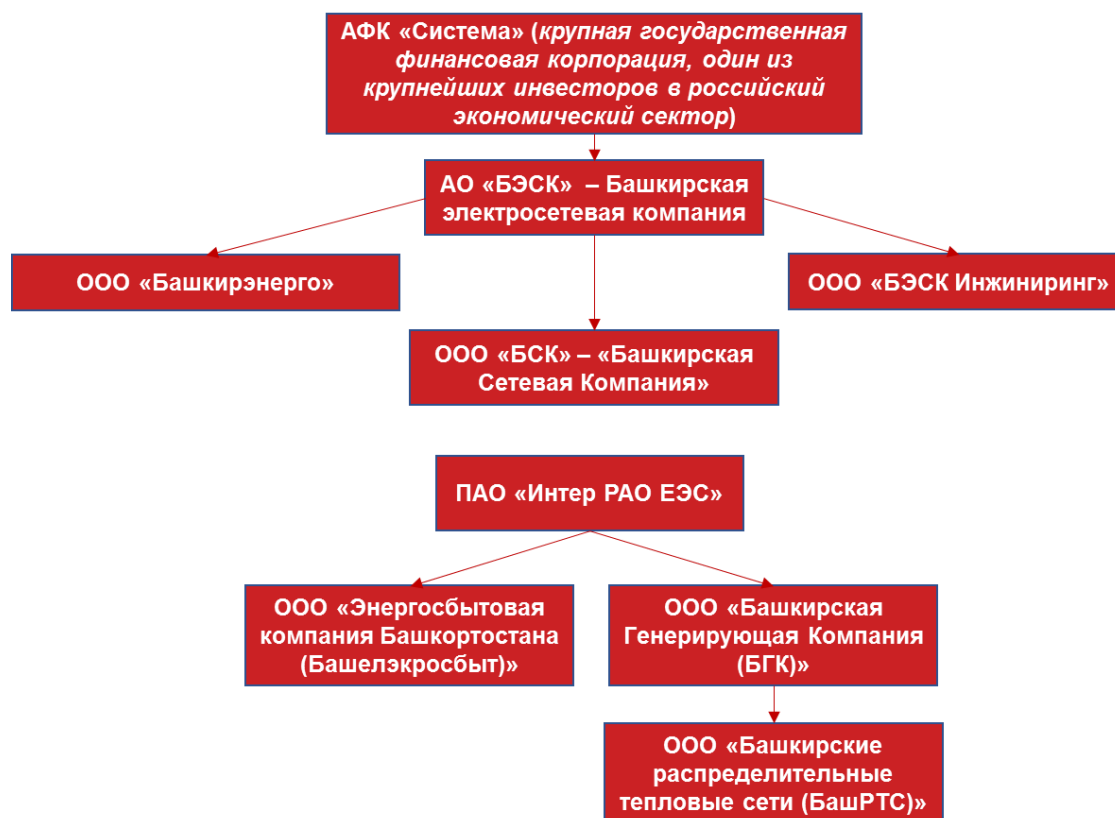
5.1.3 Участники регионального рынка электроэнергии

Республика Башкортостан входит в состав Единой энергетической системы, ОЭС Урала. Ее энергетический сектор разделен на 10 зон, так называемых региональных энергосистем, в каждой из которых, как правило, доминирует ООО «Башкирэнерго» (описано ниже). Десять систем взаимосвязаны и входят в состав ЕЭС России. [181].

Рынок электроэнергии в регионе имеет несколько ключевых участников:

- Розничные компании по продаже электроэнергии. Гарантирующим поставщиком обычно выступает «Энергосбытовая компания Башкортостана (Башэлекросбыт)» ООО (дочерняя компания государственного предприятия ОАО «РАО ЕЭС». Другой крупный ритейлер - ООО «РН-Энерго», бывшее дочернее предприятие «Роснефти», а в настоящее время - дочернее предприятие ПАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». Более мелкими продавцами электроэнергии являются ООО «Русэнергоресурс», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Русэнергосбыт» и 19 других.
- Электросетевые компании. Крупнейшая – «Башкирская электросетевая компания (БЭСК)». ОАО, которое контролирует высоковольтные линии электропередач (220-500 кВ) и трансформаторные подстанции, далее следует ООО «Башкирэнерго» и его прямые дочерние компании. На рынке также присутствуют 40 небольших сетевых операторов.
- Электрогенерирующие компании. Крупнейшие из них – «Башкирская генерирующая компания (БГК)» ООО, работающее под эгидой ПАО «Интер РАО» и ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» (дочернее предприятие ООО «Газпром Нефтехим Салават»), с установленной теплогенерирующей мощностью 882 МВт для нефтепереработки, производства нефтехимической продукции и удобрений на крупнейшем нефтехимическом комплексе России в городе Салавате. С 2016 года ОАО «СЭГК» (Свердловская энергогазовая компания) владеет угольной ТЭЦ «Кумертауская ТЭЦ» установленной мощностью 120 МВт.

Рисунок 39 Отношения между крупными участниками энергетического сектора Башкортостана



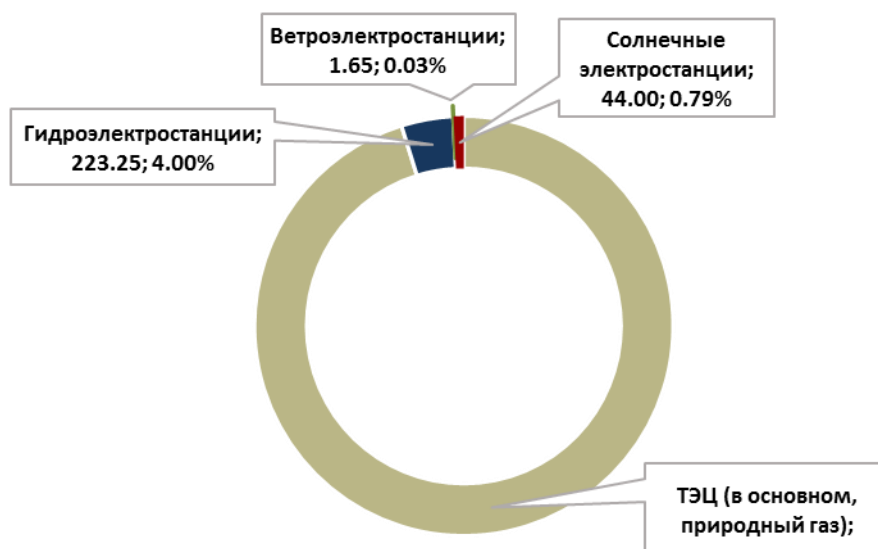
Источник: eclareon 2020 по материалам «БЭСК» [183]

В 2018 году чуть более 50% электроэнергии, потребляемой в регионе, было закуплено «Башэлэкробитом» на оптовом рынке и продано местным потребителям на розничном рынке. Вторая половина была приобретена непосредственно потребителями на оптовом рынке [221]. «Башэлэкробит» является единственной энергосбытовой компанией, имеющей статус «гарантирующего поставщика» в Башкортостане.

Электрическими сетями в регионе управляет ряд компаний. «БЭСК» и «БСК» управляют сетями высокого напряжения (220-500 кВ) и трансформаторными подстанциями. Сетями низкого напряжения 0,4-10 кВ управляют другие сетевые компании, такие как ООО «Белебеевские городские электрические сети», ООО «Сетевая компания», ООО «Белорецкие городские электрические сети» и ряд других как государственных, так и частных сетевых компаний. ОАО «БЭСК» принадлежит около 74% всех региональных сетей. Муниципальные унитарные сетевые предприятия (МУП «Белорецкие городские электрические сети») владеют около 9% сетей; еще 15% управляют другие сетевые операторы [186].

В 2018 году общая установленная мощность 35 электростанций в Башкортостане составила 5,581.33 МВт, что является самой большой установленной мощностью за всю историю Башкортостана. 79% этой мощности принадлежало ООО «БГК» - в совокупности все ТЭЦ компании в 2018 году имели установленную мощность 5,313.4 МВт. Крупнейшей электростанцией региона является Кармановская ТЭЦ (конденсационная электростанция), работающая на газе и вырабатывающая только электроэнергию [181] [221]. На рисунке ниже показана установленная мощность по типам электростанций. 59 МВт установленной мощности на газовом топливе относится к собственным генерирующим мощностям примерно 5 предприятий, которые покрывают собственные потребности [221].

Рисунок 40 Установленная мощность электростанций Республики Башкортостан в 2018 г., МВт и %



Источник: eclareon 2020 по материалам «СО ЕЭС» 2020 [221]

Мощность ГЭС включает в себя 0.745 МВт малых ГЭС и 2 крупные ГЭС. Крупнейшей является Павловская ГЭС («БГК») установленной мощностью 166.5 МВт. [181].

В регионе есть только один ветропарк «Тюпкильды», состоящий из 3 ветряных турбин (раньше было 4 турбины), также принадлежащий «БГК». Он был запущен в 2001 году [187]. В 2015 году ВЭС была отнесена «Советом рынка» к генерирующим объектам ВИЭ в соответствии с Федеральным законом 35-ФЗ и в настоящее время поставляет энергию на розничный рынок электроэнергии для компенсации сетевых потерь «Башкирэнерго». Это было необходимо для получения закупочного тарифа, который был установлен в соответствии с Постановлением ФАС России 900/15 от 30-09-2015 гг. и постановлением Правительства России 1178. В связи с тем, что ВЭС была построена в 2001 году и не является новым объектом, зеленый тариф для нее рассчитывается только с учетом операционных затрат (ОРЕХ), в то время как для вновь построенных объектов тарифы рассчитываются как с учетом капвложений, так и с учетом операционных затрат (ОРЕХ) [196]. В 2018 году «Башкирэнерго» покупало электроэнергию с ВЭС за 11.78 руб/кВт*ч (17 € цент/кВт*ч) [197].

Крупный фотоэлектрический сектор в Башкортостане в настоящее время представлен единственной компанией – «Авелар Солар Технолоджи» (дочернее предприятие компании «Хевел») и ее 3 наземными фотоэлектрическими парками [181]. PV-парки были построены в период с 2015 по 2017 год, все на основании Постановления 449, и подают электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности [198]. Стоимость Бурибаевской фотоэлектрической станции составила около 1.1 млрд рублей (около 15.7 млн евро) [199]. Инвестиции в Бугульчанскую и Исянгуловскую ФЭС составили более 1.5 млрд. рублей каждая (около 21.5 млн. евро) [200]. Группа компаний «Хевел» была главным инвестором и генеральным подрядчиком всех проектов и в настоящее время владеет фотоэлектрическими парками. В 2018 году фотоэлектрические станции в Башкортостане произвели 55 ГВт*ч, что на 33.1% больше, чем в 2017 году, в связи с вводом в эксплуатацию нового фотоэлектрического парка «Исянгуловская» в конце 2017 год [221].

Объявлено о строительстве еще нескольких фотоэлектрических установок. ООО «Солар Системс» планирует построить солнечный парк мощностью 20 МВт до 2020 года. СЭС будет посылать энергию и мощность на оптовый рынок (согласно Постановлению 449). Общие инвестиции должны достичь 3.7 млрд. рублей (около 53 млн. евро) [191] [188], а «Хевел» приступил к строительству фотоэлектрической станции мощностью 10 МВт в Бурзянском районе Башкортостана (инвестиционные затраты ≈ 800

млн. рублей \approx 11.4 млн. евро) [190] в сочетании с системой накопления энергии мощностью 8 МВт, предназначенной для производства электроэнергии для розничного рынка (в рамках Постановления 47) [201]. Новая электростанция от «Хевела» должна быть запущена в начале 2020 г [189] [190]. «Хевел» рассматривает возможность дальнейшего расширения установленной мощности фотоэлектрических парков в Башкортостане за счет строительства еще 4-х СЭС общей установленной мощностью 100 МВт [190]. В виде государственной поддержки новых энергетических объектов будет установлена льготная арендная ставка на землю и ряд других преференций.

Рисунок 41 Схематичная карта Республики Башкортостан с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2019 г



Источник: eclareon, 2020[10], по материалам «БГК» 2019 [192], Хевел 2019 [193], РБК 2018 [189], [194], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts On-Grid Generation

5.1.4 Генерация внутри сети

Практически вся электроэнергия, производимая электростанциями Башкортостана, подключена к сети ЕЭС. Около 13% электропотребления в регионе покрывается за счет импорта из соседних энергосистем. В Таблица 13 представлена информация о собственной выработке электроэнергии в регионе, а также о внутреннем потреблении. Снижение выработки электроэнергии в 2010-2012 годах и колебания в другие годы могут быть объяснены вводом и выводом из эксплуатации мощностей: в 2011-2015 годах было введено 153 МВт генерирующих мощностей и выведено из эксплуатации 668 МВт. В 2010 г. было выведено из эксплуатации 333 МВт, а в 2012 г. - 144 МВт [203]. В 2018 г. производство электроэнергии выросло за счет ввода в эксплуатацию новой ТЭЦ «Затонская» с двумя газовыми турбинами и общей установленной мощностью 440 МВт.

Таблица 13 Профиль производства электроэнергии в Краснодарском крае, 2010-2018

Год	Общая выработка э/э (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от выработки э/э)	Общий импорт э/э (% от потребления)	Выработка э/э на душу населения (МВт*ч на душу населения)
2018	24.45	112.8	11.4	6.00
2017	23.79	114.4	12.6	5.80

Год	Общая выработка э/э (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от выработки э/э)	Общий импорт э/э (% от потребления)	Выработка э/э на душу населения (МВт*ч на душу населения)
2016	23.04	116.9	14.5	5.60
2015	22.06	119.8	16.5	5.40
2014	22.15	119.0	16.0	5.40
2013	22.43	114.6	12.8	5.50
2012	24.28	104.4	4.2	5.90
2011	25.53	97.9	-2.2	6.30
2010	25.16	96.0	-4.1	6.20

Источник: по материалам Министерство Промышленности и Энергетики Республики Башкортостан, 2019; 2017 [181]; Единая Межведомственная Информационно-Статистическая Система (ЕМИСС), 2019 [148]; Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2019 [202], «СО ЕЭС» 2019 [221]

5.1.5 Внесетевая (распределенная) генерация

Удаленные регионы Башкортостана часто подключаются к электросетевой инфраструктуре только с устаревшими линиями электропередач. Такие регионы первыми страдают от перебоев в электроснабжении при возникновении аварийных ситуаций в сетях. Бурзянский район, например, подключен к сети только одной 100-километровой линией электропередачи с напряжением 110 кВ. Для того чтобы обеспечить стабильное электроснабжение 16,000 жителей Бурзянского района, власти Башкортостана сначала рассмотрели возможность установки дизельной электростанции. Однако в 2019 году было принято решение о строительстве фотоэлектрического парка, состоящего из 2 фотоэлектрических станций мощностью 5 МВт каждая и системы хранения 4 МВт для каждой фотоэлектрической станции [204].

Построение гибридной системы PV- Ветер - Дизель с системой хранения энергии в п. Северный следовало аналогичной логике. Цель заключалась в обеспечении аварийного электроснабжения населенного пункта в связи с плохим состоянием устаревшей сети, соединяющей населенный пункт, а также высокой стоимостью ремонта и замены электросетевого оборудования. Инвестиции были выделены местной сетевой компанией, что позволило избежать дорогостоящего ремонта сетей, сократив расходы компании в 10 раз [206].

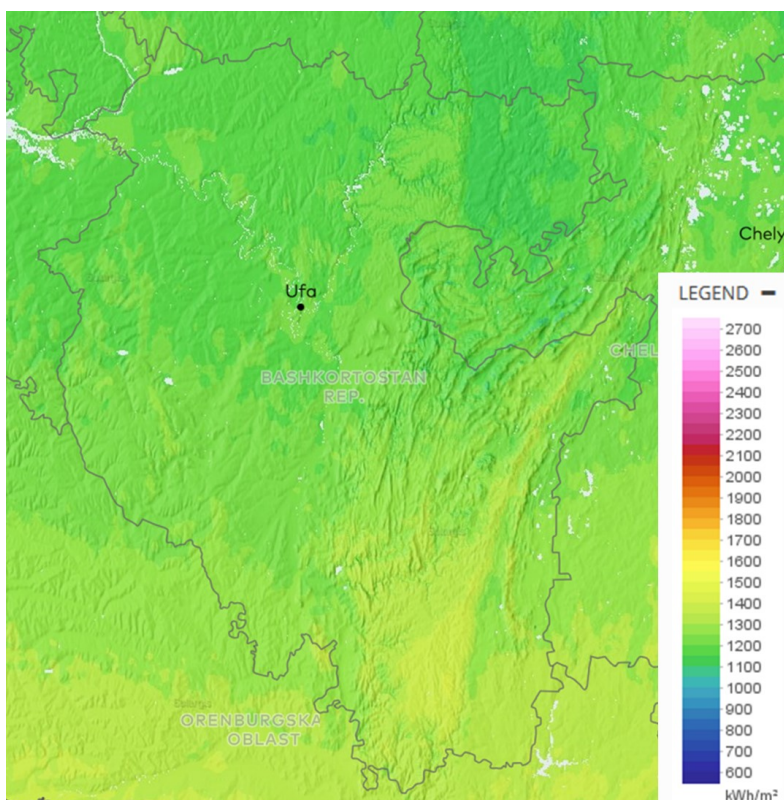
Однако, согласно информации, собранной eslageon и его партнерами, внесетевое производство в Башкортостане имеет небольшое значение. По оценкам, установленная децентрализованная генерирующая мощность на основе ВИЭ составляет около 300 кВт, которая, в основном, поступает от небольших частных генерирующих мощностей. Наряду с автономной генерацией ВИЭ, существует ряд дизельных и бензиновых электростанций (около 1,400 штук) мощностью от 3 до 500 кВт, общая мощность которых оценивается в ≈ 60 МВт. Такие электростанции в основном используются муниципалитетами, энергетическими компаниями и местными отделениями Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. Эти электростанции используются в качестве резервных источников энергии на случай возникновения чрезвычайных ситуаций. Следовательно, такие генераторные установки, а также частные системы малой энергетики не отражены в официальной статистике региона и не описаны в «Схеме и программе перспективного развития энергетики Республики Башкортостан».

5.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем

5.2.1 Солнечное излучение

В Башкортостане наблюдается разный уровень солнечного излучения. В среднем, территория имеет от 170 до 200 солнечных дней. В северных районах, близ Уфы, средняя выходная мощность на горизонтальной поверхности достигает 1,100 кВт*ч/м²/год, в то время как в южных районах, где расположены фотоэлектрические парки «Хевел», средняя выходная мощность составляет 1,200 - 1,300 кВт*ч/м²/год [153].

Рисунок 42 Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Республики Башкортостан



Источник: Глобальный атлас солнечной энергии [130]

В 2019 году фотоэлектрический потенциал в Башкортостане оценивался в 116 МВт [204]. Самыми солнечными месяцами в Башкортостане являются март - август, когда среднемесячная производительность достигает 5.5 кВт*ч/м²/сутки [205].

5.2.2 Целевые потребители

Основными потребителями энергии в Башкортостане являются горнодобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия, которые либо уже подключены к сетям, либо имеют собственные энергогенерирующие мощности. Кроме того, условия, необходимые для обеспечения работы этих предприятий, не позволяют использовать ВИЭ для полного энергоснабжения. Поэтому данные предприятия нельзя рассматривать как серьезную целевую группу потребителей. Стоимость 1 кВт*ч от крупных электростанций Башкортостана, работающих на газе, зависит от цен на газ, так как практически каждая ТЭЦ в регионе работает на газе. Цены на газ различаются в зависимости от вида потребления и ниже для больших объемов, предназначенных для выработки электроэнергии. Цена на газ в регионе растет в

среднем на 3-3.5% в год. В 2019 г. 1 м3 для целей выработки электроэнергии стоил 5.53 рубля (8 евро цент) [195]. Себестоимость 1 кВт*ч, вырабатываемого на газовой ТЭЦ, составляет около 1.5 рубля (2 € цент/кВт*ч). Тарифы на электроэнергию для предприятий Башкортостана являются самыми низкими в Приволжском федеральном округе и поэтому не оказывают серьезного давления на промышленность. Башкортостан находится в первой ценовой зоне и входит в число регионов России с относительно низкими тарифами на электроэнергию как для населения, так и для коммерческих потребителей (см. Таблица 14).

Таблица 14 Некоторые цены на электроэнергию для коммерческих потребителей в Республике Башкортостан, Декабрь 2019

	Период времени			
	2020 2/2	2020 1/2	2019 2/2	2019 1/2
	Розничный рынок, руб/кВт*ч (евро цент/кВт*ч) с НДС 20%			
Городское население с газовыми плитами и приравненные к ним группы потребителей (одноставочный тариф)	3.33 (4.7)	3.17 (4.5)	3.17 (4.5)	3.06 (4.4)
Городское население с электрическими плитами и сельское население (одноставочный тариф)	2.33 (3.3)	2.22 (3.2)	2.22 (3.2)	2.14 (3.1)
Некоторые коммерческие потребители, средняя цена на электроэнергию в руб/МВт*ч (евро цент/МВт*ч) с НДС 20%				
МСП, покупаемая мощность (нагрузка) менее 670 кВт/месяц, различается в зависимости от месяца, напряжения и типа договора			4.32 – 5.71 (6.2-8.2)	
Крупные промышленные потребители, покупаемая мощность (нагрузка) 10 и более МВт/месяц, различаются в зависимости от месяца, напряжения и типа договора			2 – 4.44 (3-6.4)	
Тип напряжения / тип тарифа	ВН (110 кВ и выше)	СН 1 (35 кВ)	СН2 (20-1 кВ)	НН (0,4 кВ и ниже)
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт				
Одноставочный тариф	4,606.12 (66)	5,560.30 (79.6)	5,493.30 (78.7)	6,083.72 (87.1)
Вторая ценовая категория, тариф по двум зонам суток, руб/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт				
Ночная зона	3,091.81 (44.3)	4,045.99 (57.9)	3,979.00 (57)	4,569.42 (65.4)
Дневная зона	7,269.94 (104.1)	8,224.12 (117.8)	8,157.12 (16.8)	8,747.54 (125.3)
Вторая ценовая категория, трехставочный тариф, руб/МВт*ч (евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт				
Пик	10,946.45 (156.8)	11,900.63 (170.4)	11,833.63 (169.5)	12,424.06 (177.9)
Полупик	4,748.75 (68)	5,702.93 (81.7)	5,635.93 (80.7)	6,226.36 (89.2)
Ночная зона	3,091.81 (44.3)	4,045.99 (57.9)	3,979.00 (57)	4,569.42 (65.4)
Третья ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой от 670 кВт до 10 МВт.				
Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	Av. 2,400-2,800 (34.4-40)	Av. 3,200-3,650 (45.8-52.3)	Av. 3,130-3,460 (44.8-49.5)	Av. 3,600-4,050 (51.6-58)

Третья ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), на Декабрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой более 10 МВт

Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	Av. 2,300-2,640 (32.9-37.8)	Av. 3,110-3,450 (44.5-49.4)	Av. 3,050-3,460 (43.7-49.5)	Av. 3,440-4,000 (49.3-57.3)
---	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

Источник: «Башэлектросбыт» 2018, 2019 [207], [208], [209]

Самая дешевая энергия на основе ВИЭ в регионе производится на малых ГЭС, эксплуатируемых «БГК». Затраты на выработку 1 кВт*ч колеблются в пределах от 2.46 до 5.86 руб/кВт*ч (3.5-8.4 € цент), что выше, чем обычные тарифы на электроэнергию в регионе. Поэтому «БГК» рассматривает возможность закрытия этих генерирующих станций из-за их низкой рентабельности. Стоимость 1 кВт*ч с ВЭС составляет около 14 рублей (20 € цент/кВт*ч) [210]. В 2015 г. потери от этой ВЭС превысили 4.78 млн. руб. Реальная стоимость производства электроэнергии от СЭС при нынешних условиях неизвестна, так как представители «Хевел» не раскрывают экономические показатели своих объектов. Поскольку выработка электроэнергии на базе ВИЭ чаще всего обходится дороже, чем низкие тарифы на электроэнергию в Башкортостане, наблюдается снижение интереса к фотоэлектрическим станциям со стороны крупных потребителей. ФЭ в основном рассматривается либо как решение для необычных обстоятельств (например, удаленные поселения со старыми сетями), либо как альтернатива для состоятельных частных потребителей, готовых использовать ВИЭ независимо от их цены, либо в случае строительства ФЭ станций при поддержке государства в соответствии с Постановлением 449 или 47 (например, низкие налоги на прибыль, более низкая арендная плата за землю и т.д.).

Тем не менее, наращивание фотоэлектрической мощности возможно для отдаленных регионов с устаревшими локальными сетями и расположенными в тупиковых зонах сетей. Целевыми клиентами являются местные сетевые операторы и поставщики энергии, а также муниципалитеты, для которых строительство новой фотоэлектрической станции было бы дешевле и проще, чем строительство новой линии электропередач. По словам вице-преьера Башкортостана Дмитрия Шаронова, в 2016 году 1 кВт*ч от фотоэлектрической станции «Бурибаевская» был приобретен за 8 руб/кВт*ч. Хотя эта цифра в четыре раза превышает среднерыночную цену на электроэнергию, она считалась экономически более выгодной, чем строительство новых линий электропередач и реконструкция электрооборудования в этой области [199]. Кроме того, устаревшие ЛЭП приводят к росту энергетических потерь и высоким финансовым потерям для сетевых операторов. Исходя из данных о годовых сетевых потерях и того факта, что Постановление 47 обязывает сетевые компании покрывать 5% своих потерь за счет энергии из источников ВИЭ, среднегодовой потенциал энергии из ВИЭ составляет ≈ 110 ГВт*ч. Так, в июле 2019 г. «Башкирэнерго» приобрело 67 МВт*ч электроэнергии, произведенной ВЭС «Тюпкильды» (розничный рынок) [211]; существующие в настоящее время ГРЭС поставляют энергию на оптовый рынок.

В Башкортостане сохраняется дефицит электрической мощности, что негативно сказывается на экономическом развитии всего региона. В целом, Башкортостан развивается быстрыми темпами, что ведет к открытию новых промышленных площадок и росту интереса инвесторов. Однако развитие экономики затрудняется отсутствием высоковольтных сетей (220/500 кВ) и нехваткой генерирующих мощностей, необходимых для развития бизнеса [199]. **Таким образом, еще две потенциальные целевые группы - это инвесторы, которым необходима энергия для промышленных объектов, желающие владеть генерирующими мощностями, а также муниципалитеты, желающие привлечь инвесторов в регион с готовой инфраструктурой.**

И, наконец, менее многочисленная группа покупателей фотоэлектрической энергии - это пчеловоды. Башкортостан является крупнейшим медоносным регионом России. В

регионе насчитывается около 350,000 пчелиных пасек [218] [219]. Часто пасеки находятся в лесах и горных районах с медоносными травами, что потенциально требует использования автономных источников энергии. Наиболее привлекательным для выращивания медоносных пчел районом является Бурзянский район, где «Хевел» строит новый фотоэлектрический парк.

5.2.3 Сектор тепловых насосов и целевые потребители в Республике Башкортостан

В официальных источниках информации Республики Башкортостан отсутствует информация о проектах установки тепловых насосов (ТН). Тем не менее, есть несколько известных примеров проектов тепловых насосов, в основном установленных в частных домах или малыми предпринимателями (см.5.4).

В настоящее время большинство имеющегося в регионе оборудования, связанного с ТН, имеет европейское (в основном, немецкое), китайское и российское происхождение. Однако тенденции использования оборудования частными домохозяйствами или малыми и средними предприятиями оценить невозможно.

Как правило, потребители предпочитают использовать электрическое отопительное оборудование, электрические котлы или твердотопливные установки (пеллеты, дрова и т.д.), если капитальные затраты на подключение ТН к газовой сети высоки. Поэтому потенциальными потребителями технологии в регионе являются платежеспособные частные домохозяйства и малые и средние предприятия, имеющие доступ к поставщикам услуг, способным гарантировать установку и обслуживание оборудования для ТН.

Другими потенциальными потребителями ТН являются сторонники устойчивых технологий (энтузиасты).

Однако распространению технологии ТН препятствуют следующие причины:

- Неосведомленность о тепловых насосах и, как следствие, неуверенность в надежности и (экономической) эффективности их использования.
- Отсутствие интегрированных услуг (с гарантией) по установке и обслуживанию оборудования ТН
- Отсутствие на рынке модели договора энергосервисного обслуживания для муниципальных и государственных организаций
- Сравнимость с точки зрения CAPEX при установке оборудования ТН с газовыми котлами, которые зарекомендовали себя как надежный источник тепловой энергии. Кроме того, монтаж, сервисное обслуживание, эксплуатацию и техническое обслуживание газового оборудования осуществляют самые разные специализированные компании, в том числе государственные (дочерние общества ОАО "Газпром").
- Доступ к газовым и электрическим сетям для обеспечения теплом зданий и населенных пунктов.
- Низкие тарифы на газ и электроэнергию или дрова
- Привычка рассматривать капитальные затраты и не учитывать операционные расходы в долгосрочной перспективе

5.2.4 Общее отношение к солнечной энергетике и тепловым насосам в Республике Башкортостан

Башкортостан был одним из пионеров внедрения в практику Постановления №47 и одним из первых регионов, построивших в 2015 году фотоэлектрический парк в соответствии с условиями Постановления №449 [212]. **Общее отношение к ВИЭ в целом, а также к фотоэлектрическим и тепловым насосам в частности, в регионе очень позитивное. Местные власти готовы обсуждать строительство новых мощностей ВИЭ и оказывать поддержку инвесторам.** Например, региональное правительство и муниципалитеты целевых районов обеспечивают более низкие цены на аренду земли для фотоэлектрических парков, льготные периоды, поддержку и быстрое административное утверждение. Для планируемого фотоэлектрического парка в Бурзянском районе местные власти получили от областного правительства указание помочь скорректировать план проекта и оказать помощь в ходе строительства ЛЭП [189]

В то же время следует отметить, что использование тепловых насосов и коллекторов рассматривалось в соответствующих министерствах в качестве возможного варианта теплоснабжения бюджетных учреждений и муниципальных организаций (например, школ, больниц, детских садов) в рамках договоров об энергосервисном обслуживании. Однако, учитывая отсутствие четкой нормативной базы для этого оборудования, эти соображения были проигнорированы.

Знания о технологиях фотоэлектричества и тепловых насосах ограничены среди простых граждан Башкортостана. Даже с учетом вступления в силу закона о микрогенерации, будет трудно убедить бытовых потребителей перейти на генерацию ВИЭ. Поэтому ВИЭ предлагается рассматривать в контексте смягчения последствий изменения климата. Уровень информированности населения может быть повышен с помощью образовательных программ, пилотных установок и средств массовой информации. Для более крупных потребителей и предприятий имеет смысл проводить семинары и форумы, демонстрирующие универсальность использования ВИЭ и анализ рентабельности.

5.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ

Федеральные схемы поддержки ВИЭ доступны на территории Башкортостана. Постановление № 449 и определенная в нем схема поддержки распространяются на всю территорию России, включая Башкортостан, в то время как Постановление № 47 должно реализовываться каждым регионом в отдельности.

В 2017 году Правительство Республики Башкортостан приняло постановление N124, определяющее порядок проведения конкурса проектов электростанций на ВИЭ, ориентированных на розничный рынок электроэнергии. В постановлении описаны этапы подготовки, условия и порядок проведения тендера, определены ответственные участники и контролирующие органы, а также основные характеристики инвестиционного проекта [214]. Это позволило провести тендер и одобрить строительство фотоэлектрического парка в Бурзянском районе в 2019 году. Результаты тендера были официально зарегистрированы конкурсной комиссией 17 апреля 2019 года и подписаны всеми участниками.

В соответствии с Законом Башкортостана N339-з от 24 декабря 2010 года, существует ряд региональных схем поддержки и исключений для инвесторов, среди которых можно выделить следующие [215]:

- Субсидирование части процентной ставки банка в размере $\frac{1}{2}$ ставки рефинансирования ЦБ РФ, действующей на дату утверждения кредита на 5 лет срока окупаемости проекта
- Компенсация части расходов на приобретение имущества по лизингу
- Предоставление льгот при аренде земельных участков
- Нефинансовые меры государственной поддержки инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений

Кроме того, Закон N 454-з от 31 октября 2011 года предусматривает снижение ставки налога на прибыль предприятий на 4.5% и освобождение от налога на имущество предприятий в зависимости от объема приоритетных инвестиций, осуществленных на срок до 10 лет. В зависимости от размера инвестиций действует разный налоговый льготный период: для инвестиций в размере от 30 до 300 млн. рублей (408.8 - 4,088 тыс. евро) льготный период составляет один год, для более крупных капиталовложений налоговые льготы предоставляются на срок до 10 лет.

Обязательным требованием для получения государственной поддержки является инвестиционное соглашение между инвестором и Правительством Республики Башкортостан, а также соблюдение условий этого соглашения. Условиями получения приоритетного статуса, в соответствии с Указом от 19 августа 2011 года N 292, являются:

- Размер инвестиций более или равного 100 млн. рублей (1.4 млн. евро) или создание 20 и более местных рабочих мест с уровнем оплачиваемой заработной платы не ниже средней заработной платы по Башкортостану [216].
- Соответствие основным целям социально-экономического развития Башкортостана (среди которых - увеличение мощности ВИЭ)
- Внедрение современных технологий, позволяющих производить товары и услуги с высокой добавленной стоимостью, что приводит к сокращению экспорта сырья за пределы Республики Башкортостан;

Помимо федеральных законов о продвижении возобновляемых источников энергии, в Башкортостане существуют дополнительные инициативы по поддержке ВИЭ, которые описаны в следующих параграфах.

Действует Комплексная программа Республики Башкортостан «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на 2010 - 2014 годы и на период до 2020 года» (далее - Комплексная программа) [260]. Основная цель данного программного документа - снижение энергоемкости валового регионального продукта, повышение эффективности региональной экономики и экономия государственного бюджета за счет внедрения энергосберегающих мероприятий.

Документ описывает общее состояние энергетики и ресурсоснабжения потребителей в Республике Башкортостан, а также устанавливает цели технических мероприятий по повышению энергоэффективности бюджетных учреждений (автоматизация энергоснабжения, интеллектуальные системы температурного контроля, установка систем учета энергоресурсов, мероприятия по теплоизоляции, закупка и установка энергоэффективного оборудования и т.д.).

Однако документ считается устаревшим и требует конкретизации надзорного органа, ответственного за его реализацию (сегодня это Министерство экономического развития Республики Башкортостан).

В то же время энергосберегающая деятельность стала новым направлением деятельности ООО «Башэлекросбыт». (гарантирующий поставщик электроэнергии в Республике Башкортостан, дочернее предприятие ПАО «Интер РАО»).

Следует отметить, что некоторые муниципалитеты выступают в качестве отдельных инициаторов мероприятий по энергосбережению. Наиболее яркий пример - администрация города Нефтекамска, ставшая региональной пилотной площадкой для реализации совместного проекта Сколково и DENA в области энергосбережения.

Финансовую поддержку мероприятий «Комплексной программы» предполагалось осуществлять за счет средств бюджетов всех уровней (федеральных/региональных/муниципальных), а также других источников: привлеченных средств, в том числе Регионального фонда Республики Башкортостан и Фонда промышленного развития Республики Башкортостан.

5.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов и тепловых насосов

В соответствии с классификацией бизнес-моделей, выбранной для отчета и описанной в разделе 1.3, ситуация, касающаяся этих бизнес-моделей фотоэлектрической энергетики и бизнес-модели тепловых насосов в Республике Башкортостан, описана в следующих разделах.

5.4.1 Модель 1: Фотоэлектрические парки

В Башкортостане функционируют 3 крупных фотоэлектрических парка мощностью 9, 15 и 20 мегаватт. В настоящее время ведется строительство еще одного фотоэлектрического парка мощностью 10 МВт, состоящего из 2 электростанций мощностью 5 МВт каждая. Строительство фотоэлектрического парка мощностью 20 МВт запланировано на 2020 год.

Все функционирующие региональные фотоэлектрические парки построены в соответствии с условиями Постановления 449 с целью поставки энергии на оптовый рынок. Новые фотоэлектрические станции установленной мощностью 5 МВт каждая будут реализованы в соответствии с условиями Постановления 47. В связи с недостаточной мощностью выработки электроэнергии в уральских регионах, развивающейся промышленностью и устаревающими электросетями, фотоэлектрические парки уже зарекомендовали себя в Башкортостане как разумное решение. Как населенные пункты, так и новые промышленные объекты нуждаются в электроэнергии, которая может поставляться наземными фотоэлектрическими парками.

Бурзянский район является одним из регионов, нуждающихся в новых источниках энергии. В апреле 2019 года Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан издало приказ 113-О, включив в будущую «Схему и программу перспективного развития энергетики Республики Башкортостан» в качестве инвестиционного проекта, победившего в тендере на условиях Постановления 47 [213]. Объявленные затраты на 1 кВт составляют 102,990 рублей (1,474 евро/кВт).

5.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы

Несмотря на то, что Башкортостан имеет развитую электросеть, многие населенные пункты расположены в отдаленных районах, часть из которых являются внесетевыми.

Официально внесетевых поселков нет, а в случае небольших вновь созданных поселений (или возрождения ранее заброшенных) местная администрация пытается обеспечить/восстановить централизованное электроснабжение. В таких случаях администрациям целесообразно рассматривать возможность электроснабжения за счет возобновляемых источников энергии, учитывая высокую стоимость прокладки сетей.

Мобильные и запасные источники энергии могут выполнять различные задачи. Для Башкортостана эта модель актуальна для небольших сел как самостоятельное

энергообеспечение и как резервное решение в природных и биосферных заповедниках. В таких заповедниках строительство сетей может быть запрещено или технически невозможно, а дизельные электростанции непригодны по экологическим причинам. В настоящее время в качестве внесетевых решений используются следующие варианты:

- Одним из примеров является гибридная PV (12 кВт) - ветровая (3 кВт) система с резервной бензо-генераторной установкой (6.5 кВт), вырабатывающая около 15,000 кВт*ч в год и накопителем (50 кВт*ч) в селе Северный (\approx 290 жителей). Эта система доказала свою экономическую эффективность по сравнению с затратами на реконструкцию линий электропередач и трансформаторов в районе
- Другой пример - использование фотоэлектрических систем в природном парке и заповеднике «Иремель». На всей территории парка нет сетей. Несколько небольших фотоэлектрических панелей, по 100 Вт каждая, установлены в разных частях парка и на контрольно-пропускных пунктах, чтобы обеспечить связь между сторожами парка [217].
- Гибридная система типа PV-ветер-накопитель для охотничьего домика в селе Ташлы. Автономная система покрывает потребность в энергии с помощью фотоэлектрической системы мощностью 2.4 кВт, ветряной турбины мощностью 3 кВт, одного инвертора и накопителя энергии.
- Солнечная система «Гринток» обслуживает туристический комплекс «Мурадымовское ущелье» в Кугарчинском районе. Состоит из фотоэлектрической системы мощностью 400 Вт, солнечного инвертора и накопителя энергии.
- Несколько автономных систем энергоснабжения для точек подключения WiFi, рекламных щитов, автовокзалов, зарядных станций для мобильных устройств, полицейских аварийных пунктов мощностью 200 Вт - 2 кВт.

Потенциальными группами потребителей этой модели являются владельцы пчелиных пасек, которым часто требуются доступные и экологически чистые источники энергии для своего хозяйства. Кроме того, потенциальной целевой группой являются операторы природных заповедников и туристических зон, а также поставщики энергии для небольших энергоемких систем, таких как вышки мобильных телефонов, пункты экстренной помощи или объекты по утилизации отходов.

5.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы в жилом секторе

Информации о микрогенерации в Башкортостане мало. Как и в любом другом российском регионе, есть активные частные потребители, которые используют собственную генерацию на базе ВИЭ. Ряд небольших компаний в Башкортостане предлагают готовые решения для загородных домов с установленной мощностью в среднем 1 - 5 и до 9 кВт. В связи с тем, что нет обязанности регистрировать частные системы ВИЭ, эти проекты не отражаются в региональной статистической отчетности. Следовательно, определить общую установленную мощность существующих в настоящее время бытовых систем сложно. Ниже приведены известные примеры бытовых фотоэлектрических систем:

- Село Новые Чишмы (Чишминский район) - гибридное PV-аккумуляторное решение для загородного дома, направленное на повышение качества централизованного электроснабжения и суточного потребления 8.9 кВт*ч. Оборудование включает в себя: фотоэлектрическая система мощностью 2 кВт*ч; гелевый аккумулятор 1,600 А-ч; солнечный инвертор мощностью 4,000 Вт (24 В) и контроллер заряда 60 А.
- Село Малопрютово Белорецкого района Башкортостана, автономное гибридное PV-бензиновое энергоснабжение частного дома, потребление 7 кВт*ч/сутки. Состав системы: фотоэлектрическая установка мощностью 1.6 кВт; 1 бензиновая

генераторная установка; гелевый аккумулятор энергии 1,200 Ач; инвертор мощностью 3 кВт; контроллер заряда 60 А.

- Другая система в селе Малоприютово Белорецкого района Башкортостана для дачного дома с суточным потреблением 0.895 кВт*ч. Система состоит из: солнечные модули 200 Вт; солнечный инвертор 2 кВт и гелевый накопитель энергии 110 Ач.
- Гибридное фотоэлектрическое решение для загородного дома с суточным потреблением 3.5 кВт*ч в селе Урало-Буздякского района. Система повышает качество централизованного энергоснабжения и служит резервным решением. Состав системы: солнечные модули мощностью 800 Вт; гелевые аккумуляторы мощностью 300 А-ч; солнечный инвертор мощностью 2 кВт и контроллер заряда 30 А.

Учитывая низкую стоимость электроэнергии в Башкортостане для частных потребителей, а также льготные условия технологического присоединения к электрическим сетям до 15 кВт (около 550 руб.), использование ВИЭ для электроснабжения большинства частных домохозяйств нецелесообразно. Тем не менее, существующие модели бытового использования показывают, что частные потребители заинтересованы в технологиях использования ВИЭ даже в тех районах, которые уже охвачены электросетями. Их основной интерес заключается в улучшении качества электроэнергии и создании надежного резервного источника питания.

Ожидается увеличение количества частных домашних фотоэлектрических систем в связи с введением в силу закона о микрогенерации.

5.4.4 Модель 1: тепловые насосы для бытовых и малых коммерческих потребителей

Наиболее известная частная система ТН установлена в частном доме (владелец Альфред Файзуллин, директор ООО «Теплицы», 2012):

- Жилой дом площадью 178 м² в поселке Таптыково, недалеко от города Уфы. На крыше дома установлена солнечная тепловая система (коллекторы). Как тепло, так и горячая вода, используемая в доме, подаются наземным тепловым насосом (2 скважины глубиной 63 м каждая) и солнечным коллектором на крыше. Кроме того, дом оборудован тепловым насосом Viessmann мощностью 1.7 кВт. Солнечная тепловая система работает одновременно с тепловым и геотермальным насосами. Горячая вода хранится в бойлере емкостью 300 литров («Viessmann Vitocell 100»). Капиталовложения на всю систему теплоснабжения и ГВС составили около 1 млн. рублей (около 14,300 евро) [255], [256]. Кроме того, владелец планирует оборудовать дом фотоэлектрической системой и ветряной турбиной.
- Другой пример - установка ТН в офисном здании в городе Куметау площадью 300 м², установленная в 2013 году. Здание оборудовано 5 скважинами глубиной 60 м каждая и распределительной скважиной с дебитом на 5 выходов. Мощность теплового насоса 17 кВт («Nibe F1145-17») [257].
- В Стерлитамакском районе Башкортостана в 2018 году жилой дом оборудован системой ТН. Одна скважина ТН имеет глубину 18.5 м. Кроме того, установлена резервная система ГВС и теплоснабжения, состоящая из электродогревателя мощностью 24 кВт и резервуара для хранения воды емкостью 100 литров. Общая стоимость проекта составила 150,000 рублей (около 2,148 евро) [258]
- Кроме того, расположенный в Шульган-Ташском заповеднике двухэтажный информационно-сервисный центр получает ГВС и тепло от солнечных коллекторов на крыше и наземного теплового насоса («BROSK»). В дополнение

к системе имеется установка рекуперации тепла, теплые плинтусы и накопитель воды емкостью 500 литров. Проект реализован ООО "Теплицы". Данный проект планируется использовать в качестве модели для современного историко-культурного комплекса «Шульган-Таш» площадью 4,137.25 м2. [259].

Целевыми потребителями установок тепловых насосов являются в основном бытовые потребители и малые предприятия, как с высоким уровнем доходов, так и со специфическим интересом к ВИЭ и устойчивым технологиям. Обычно примеры ТН в Башкортостане комбинируются с солнечными коллекторами и электрическими котлами. Для повышения интереса потенциального потребителя рекомендуется предоставлять не только оборудование, но и профессиональные услуги по установке, эксплуатации и техническому обслуживанию.

5.4.5 Выводы и перспективы

Учитывая готовность областной администрации поддерживать инвесторов и необходимость новых источников генерации электроэнергии, потенциал для развития проектов по производству фотоэлектрической энергии присутствует в следующих областях:

- На оптовом рынке электроэнергии и мощности в связи с продлением срока действия механизмов поддержки ВИЭ, предусмотренных Постановлением 449, до 2035 года.
- На розничном рынке, для реализации нескольких небольших проектов (Постановление 47). Однако потенциал, имеющийся в настоящее время для реализации таких проектов солнечных электростанций, был недавно рассмотрен компанией «Nevel», поэтому эта ниша, скорее всего, исчезнет в ближайшем будущем до тех пор, пока не откроется новый пул проектов в соответствии с регламентом Постановления №47.
- Решения для местного энергоснабжения отдаленных населенных пунктов и туристической инфраструктуры (например, биосферных заповедников, национальных парков).
- Автономное энергоснабжение небольших объектов в основном от 200 Вт до 2 кВт, например, рекламных щитов (рекламных щитов), уличного освещения и автобусных станций, вышек мобильной связи, аварийных пунктов или точек распределения WiFi.
- Автономное снабжение пчелиных пасек. Здесь основным барьером для реализации является недостаток знаний среди фермеров, информационные кампании, необходимые перед попытками обратиться непосредственно к потенциальным потребителям.
- Разработка проектов по микрогенерации для частных домохозяйств как в районах с уже существующей сетевой инфраструктурой, так и в районах с устаревшими или отсутствующими электросетями.
- Проекты среднего размера для муниципальных зданий, использующих системы водяного нагрева на электричестве, такие как детские сады, школы или больницы. Основная трудность здесь заключается в том, чтобы убедить муниципальные администрации выделять бюджетные средства на строительство фотоэлектрических систем.
- Заинтересованные в технологиях ТН для производства ГВС и тепловой энергии энтузиасты среди бытовых потребителей и бизнеса при наличии достаточных финансовых ресурсов (очень маленький рынок).

Важно отметить, что создание в регионе предприятия, обеспечивающего отечественное производство соответствующего оборудования, материалов и комплектующих, стало бы существенным стимулом для развития индустрии фотоэлектричества и проектов в регионе. Кроме того, это помогло бы выполнить требования по локализации Постановлений 449 и 47.

6. Рынки фотоэлектричества и малого ветра и их потенциал в Ульяновской Области

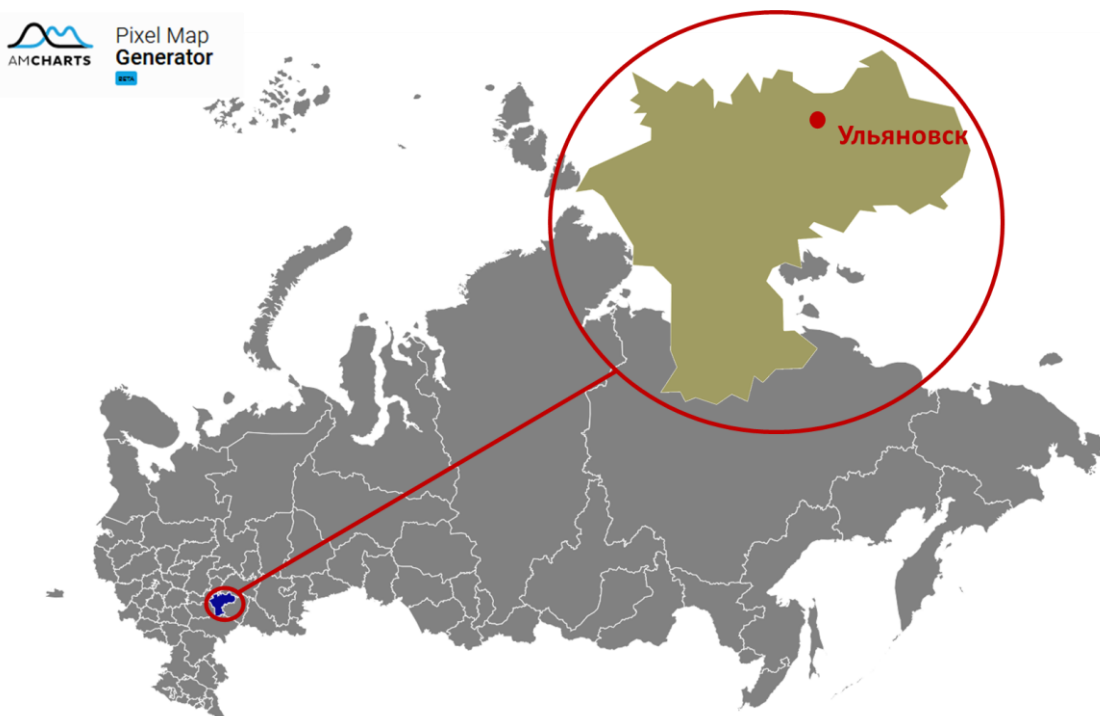
В следующем разделе представлена общая информация об электроэнергетическом секторе Ульяновской области, а также конкретные данные, касающиеся местных рынков фотоэлектрической энергии и малого ветра. Кроме того, описаны соответствующие бизнес-модели фотоэлектрической энергетики и малого ветра в Ульяновской области, а также региональная специфическая нормативно-правовая база по развитию возобновляемой энергетики.

6.1 Энергетический сектор Ульяновской области

6.1.1 Производство, потребление и спрос на электроэнергию

Ульяновская область расположена на юго-востоке России, в Среднем Поволжье. Протяженность области с севера на юг составляет 250 км, с запада на восток - 290 км. Это промышленный регион с большим инвестиционным потенциалом и развитыми научно-исследовательскими программами. В 2017 году регион занял 12-е место среди регионов России с самым высоким уровнем развития науки и техники [135]. Экономика Ульяновской области в значительной степени опирается на производство автомобилей, автобусов и самолетов, а также энергоемкое цементное производство. 73% населения проживает в городских населенных пунктах [136]. Область богата водными ресурсами. Через территорию протекает более 2,030 водных путей, среди них самая крупная европейская река Волга.

Рисунок 43 Схематичная карта России и Ульяновская область на карте



Источник: eclareon, 2020[10], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts

В настоящее время регион имеет самый большой в России энергодефицит, производя всего 46% годового потребления электроэнергии. Нехватающая доля

энергии приобретается на оптовом рынке и импортируется из соседних энергосистем, таких как Саратовская, Самарская, Пензенская, Татарстанская, Нижегородская, а также из других регионов России.

После некоторого снижения энергопотребления в период 2014-2017 годов и тенденции к снижению выработки электроэнергии в период 2013-2017 годов энергопотребление несколько возросло с 5,833.3 ГВт*ч в 2017 году до 5,845.5 ГВт*ч в 2018 году. По данным «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Ульяновской области будет устойчиво расти примерно на 0.56% в год в соответствии со сценариями, представленными в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ульяновской области на 2020-2024 годы» [138]. Рост потребления обусловлен развитием промышленности и интенсивным жилищным строительством.

На Рисунок 44 показано, как развивалось региональное потребление электроэнергии в Ульяновской области на протяжении многих лет, и сравнение потребления энергии с региональным производством электроэнергии. График показывает увеличивающийся разрыв между потреблением и выработкой электроэнергии.

Рисунок 44 Энергопотребление и производство электроэнергии на территории Ульяновской Области за последние 9 лет, ГВт*ч



Источник: eslagon 2020 по материалам «Схема и программа развития энергетического сектора Ульяновской Области 2019-2023; [134] (...) 2020-2024» [138]

Недостаток энергетических мощностей всегда был проблемой для региона. Поэтому местные власти решили инвестировать в современные технологии, чтобы сделать региональную энергосистему более независимой. Для этого в 2013 году были предприняты первые серьезные шаги с принятием Постановления № 449. В результате Ульяновск стал первым российским федеральным образованием с ветропарком, поставляющим энергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Регион позиционирует себя как "дружественный" к ВИЭ с акцентом на ветроэнергетику, имидж которого увековечен позитивным отношением местной администрации и губернатора к ВИЭ и местному производству ветряных турбин [137].

В 2018 году более 75.7% электроэнергии в области потребляла промышленность. 19.1% было потреблено населением и около 5% энергии приходилось на потери в сетях [138]. Среди крупнейших потребителей электроэнергии региона - ОАО «РЖД» с активной потребляемой мощностью 66.7 МВт, ООО «УАЗ (Ульяновский автомобильный завод)» с активной мощностью 44.1 МВт и ОАО «АК "Транснефть Дружба» (предприятие по транспортировке углеводородов), ОАО «Авиастар-СП» (производитель авиационной техники), ОАО «ДААЗ (Дмитровский автомобильный агрегатный завод)», каждый из которых потребляет около 26 МВт мощности в год. В регионе нет промышленных предприятий, потребляющих более 100 МВт.

На Рисунок 45 показано потребление электроэнергии в Ульяновской области в 2018 г. по типу потребителей.

Рисунок 45 Потребление электроэнергии по отраслям экономики в Ульяновской области, 2018 год, млн кВт*ч и %



Источник: eclageon 2020 по материалам⁴: Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс» 2019 [30] и «Схема и программа развития электроэнергетики Ульяновской области 2020-2024», 2019 [138]

6.1.2 Ветроэнергетический сектор в энергетике Ульяновской области

Ульяновская область известна в России как «ветряной регион», но в основном это связано с крупными промышленными установками, а не с малым ветром. Существует только одна установка малого ветра, принадлежащая заводу DMG «MORl» (более подробная информация в 6.4.3).

Регион стал пионером в строительстве крупных ВЭС, участвует в оптовом рынке электроэнергии и мощности и стимулирует производство деталей ветряных турбин на своей территории в целях выполнения правил локализации (см. описание постановлений 47 и 449).

В отличие от других российских регионов, ветроэнергетика здесь играет особую роль. Ожидается, что в ближайшие годы технология будет расширяться. Уже установлено 85 МВт ветроэлектростанций. Ожидается, что эта цифра достигнет 200 МВт к 2021 г. [138]. Действующие ВЭС в настоящее время:

- ВЭС ПАО «Фортум» (первоначально финская компания) с установленной мощностью 35 МВт на 85 га земли. Электростанция официально стала частью российского оптового рынка электроэнергии с 1 января 2018 года. Она состоит из 14 ветряных турбин мощностью 2.5 МВт каждая. Выработанная электроэнергия передается в сеть по линиям электропередачи 110 кВ. Высота каждой башни составляет 88 м, а в верхней точке лопасти - 145 м. Общий уровень локального содержания для ВЭС достиг 28%⁵. В соответствии с соглашениями и договорами на поставку мощности, регулируемые Постановлением 449, ВЭС будет

⁴ В связи с различиями в методиках подсчета данные Федеральной службы государственной статистики России и внутренние данные Ульяновской области имеют незначительные расхождения. Для графика цифры по потреблению населением и потерям в сетях взяты непосредственно из официальной "Схемы и программы перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2020-2024 годы", а деление оставшегося потребления на части по типу потребителя является результатом собственных расчетов eclageon, основанных на пропорциях потребления электроэнергии по отраслям в регионе на 2017 год, предоставленных Росстатом России.

⁵ С 2019 года уровень локализации для ветроэнергетических проектов установлен на отметке 65%

получать гарантированные платежи в течение 15 лет (подробнее см. 2.1.1). В 1 квартале 2018 года ВЭС произвела 48.6 ГВтч.).

- ВЭС мощностью 50 МВ от компании «Первый ветропарк ФРВ (Фонд развития ветроэнергетики)» ООО. Проект реализован в рамках программы Фонда развития ветроэнергетики, созданного ПАО «Фортум» и ОАО «РОСНАНО» на паритетных началах в 2017 году. Технологическим партнером Фонда развития ветроэнергетики была выбрана компания «Vestas» (датская компания) - мировой лидер в производстве, монтаже и обслуживании ветрогенераторов. Строительные работы заняли меньше времени, чем планировалось, и ВЭС была введена в эксплуатацию в декабре 2018 года, а официальное участие на оптовом рынке электроэнергии и мощности началось 1 января 2020 года. Данная ВЭС состоит из 14 ветроустановок мощностью 3.6 МВт каждая. ЛЭП 110 кВ используется для передачи энергии от электростанции в централизованную сеть. Башни имеют высоту 87 м, достигая 150 м в верхней точке лопасти. Уровень локального содержания для данной ВЭС был увеличен и достиг 55% в соответствии с требованиями Постановления 449 на 2018 год [265]. В 1 квартале 2019 года на ВЭС было произведено более 50 ГВт*ч.

Оба проекта в значительной степени субсидировались правительством области и ОАО «Корпорация развития Ульяновской области» (100-процентное государственное учреждение).

6.1.3 Участники регионального рынка электроэнергии

Энергетическая система Ульяновской области разделена на 4 энергозоны. Вся территория имеет развитую электросеть и подключена к ЕЭС, ОЭС Средней Волги. Управление осуществляется РОССЕТИ через филиал ОАО «МРСК Волги», «Ульяновские распределительные сети» (ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Поволжья»).

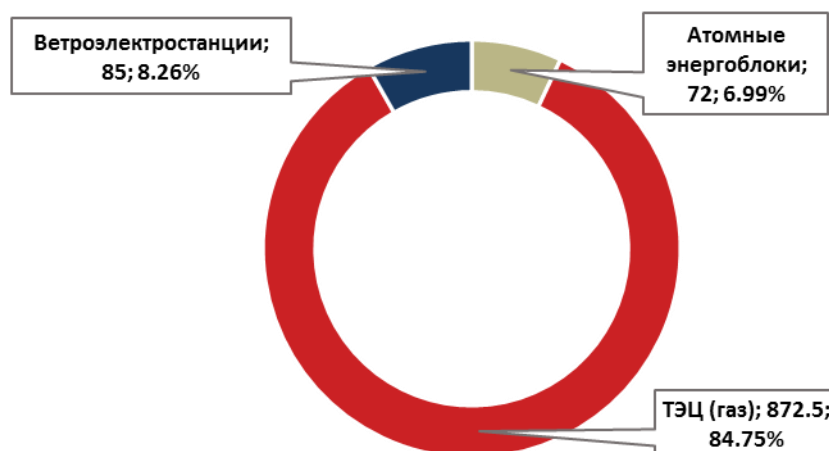
Рынок электроэнергии в регионе имеет несколько участников:

- 17 энергосбытовых компаний, которые одновременно являются региональными гарантирующими поставщиками. Все они являются участниками оптового рынка электроэнергии. Самая крупная - ПАО «Ульяновскэнерго». Среди других розничных продавцов электроэнергии - ОАО «ГСК НИИАР», принадлежащее Госкорпорации «Росатом», ООО «Русэнергосбыт», которое реализует электроэнергию ОАО «РЖД» и другим потребителям.
- 38 территориальных сетевых операторов управляют небольшими частями электрических сетей и крупными высоковольтными сетями.
- 4 энергогенерирующие компании. Крупнейшая - ПАО «Т-Плюс» (контрольный пакет принадлежит частной бизнес-группе «Ренова»), управляющая 6 объектами ветроэнергетики.

В 2019 году общая установленная электрическая мощность в Ульяновской области составила 1,029.5 МВт. Большая часть электроэнергии в регионе вырабатывается за счет сжигания природного газа. Однако обе ТЭЦ имеют резервные мазутные генераторы. Крупнейшие электростанции Ульяновской области принадлежат ПАО «Т-Плюс». Это ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 общей установленной электрической мощностью 852 МВт [141]. 72 МВт относятся к атомным энергетическим реакторам "ГНЦ НИИАР" (Государственный научный центр - Научно-исследовательский институт атомных реакторов). ОАО и 20.5 МВт ТЭЦ «НСК НИИАР-генерация». 85 МВт относятся к двум ветропаркам, принадлежащим ПАО «Фортум» (финская генерирующая компания, работающая на российском рынке). ВЭС-1 вырабатывает электроэнергию с 2018 года. В январе 2019 года начала работу ВЭС-2, которая в настоящее время поставляет электроэнергию и на оптовый рынок. Благодаря ВЭС-1 доля газа в установленной

электрической мощности снизилась с 98% в 2017 году до 85% в 2018 году. В 2020 году планируется ввести в эксплуатацию 36 МВт ветроэнергетических мощностей. В 2021 году планируется ввести дополнительно 200 МВт [138].

Рисунок 46 Установленная мощность электростанций Ульяновской области объединенных в ЕЭС на 2019 г, МВт и %



Источник: eclageon 2020 по материалам «Схема и программа развития электроэнергетики Ульяновской области 2020-2024», 2019 [138]

Высоковольтные электрические сети (220 - 500 кВ) в регионе находятся в управлении ОАО «ФСК ЕЭС» (Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы)", дочернего предприятия ОАО «РОССЕТИ». Сети 110 кВ находятся в управлении «Ульяновских распределительных сетей» (группа «РОССЕТИ»). Низковольтные сети напряжением от 35 до 6 кВ имеют как государственных, так и частных управляющих.

ПАО «Ульяновскэнерго», является крупнейшим гарантирующим поставщиком в регионе, контролируя 70% регионального рынка электроэнергии. Кроме того, существует еще 15 гарантирующих поставщиков, имеющих статус участников оптового рынка. Остальным энергоснабжающим компаниям разрешено осуществлять торговлю энергией только на розничном рынке. Вторым и третьим по величине гарантирующим поставщиком в регионе с долей рынка около 6% каждый является ООО «Русэнергообит» (крупная частная компания, работающая в 17 регионах России) и ООО «СЕСНА» (Симбирская энергосбытовая номинация) [142].

Рисунок 47 Схематичная карта Ульяновской области с указанием расположения основных энергогенерирующих мощностей региона по состоянию на 2019 г



Источник: eclareon, 2020[10], по материалам: «Схема и программа развития электроэнергетики Ульяновской области 2020-2024», 2019 [138], карта сгенерирована с помощью Pixel Map Generator, amCharts On-Grid Generation

6.1.4 Генерация внутри сети

В Ульяновской области нет официальных внесетевых генерирующих мощностей. Общий объем электроэнергии, потребляемой в регионе, либо поступает с местных электростанций, либо импортируется. Поскольку Ульяновская область является энергодефицитным регионом, более 50% электроэнергии поступает из соседних энергосистем, в основном из Самарской и Липецкой областей. Местные электростанции подают выработанную электроэнергию в локальную сеть и снабжают ею всех типов потребителей.

В Таблица 15 приведены данные по выработке электроэнергии, доле потребления электроэнергии, выработке электроэнергии на душу населения и доле импортируемой электроэнергии.

В 2015 году производство электроэнергии в регионе снизилось. За последние три года колебания составили около 2,500 ГВт*ч в год, в то время как потребление электроэнергии колебалось около 5,900 ГВт*ч в течение 11 анализируемых лет. С 2016 года производство электроэнергии в регионе постепенно растет, в основном за счет ввода новых генерирующих мощностей: ветроэлектростанции, которая в 2018 году произвела 88 ГВт*ч [138], и ввода в эксплуатацию Ульяновской ТЭЦ-1 в 2018 году с установленной мощностью 35 МВт. В 2019 году была введена в эксплуатацию еще одна ветроэлектростанция установленной мощностью 50 МВт [262].

Таблица 15 Профиль производства электроэнергии в Ульяновской области, 2010-2019

Год	Общая выработка э/э (тыс. ГВт*ч)	Общее потребление энергии (% от выработки э/э)	Общий импорт э/э (% от потребления)	Выработка э/э на душу населения (МВт*ч на душу населения)
2019 ⁶	2,270.4	223.7	55.3	-
2018	2,692.0	217.1	53.9	2,2
2017	2,538.1	229.8	56.5	2,1
2016	2,493.6	237.1	57.8	2,0
2015	2,683.2	220.5	54.6	2,4
2014	3,094.8	194.2	48.5	2,4
2013	3,146.1	189.6	47.3	2,5
2012	3,072.3	193.6	48.4	2,4
2011	3,284.7	178.8	44.1	2,5
2010	3,196.3	183.6	45.5	2,4

Источник: по материалам «Схема и программа развития электроэнергетики Ульяновской области...» 2016-2020, 2015 [150]; (...) 2017-2021, 2016 [149]; (...) 2020-2024, 2019 [138]; «СО ЕЭС» 2019 [263]; Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2019 [127]

В 2018 году на электростанциях Ульяновской области было произведено 2,692 млн. кВт*ч, что на 6.1% больше, чем в 2017 году. Объем электроэнергии, выработанной Ульяновской ТЭЦ-2 в 2018 году, составил 5.4 млн. кВт*ч.

6.1.5 Внесетевая (распределенная) генерация

Данные о внесетевом производстве в Ульяновской области весьма скудны. Однако можно констатировать, что отдельного сектора автономной генерации не существует. Есть примеры частных газовых, дизельных, гибридных и фотоэлектрических генерирующих установок, которые не подключены к сети и, следовательно, не входят в состав ЕЭС. Оценить объем и масштабы такой внесетевой генерации сложно, так как большая ее часть не зарегистрирована.

Что касается генерирующих мощностей на базе ВИЭ, то существует пара хорошо известных примеров генерации вне сети, которые описаны в разделах 6.2.3 и 6.4.

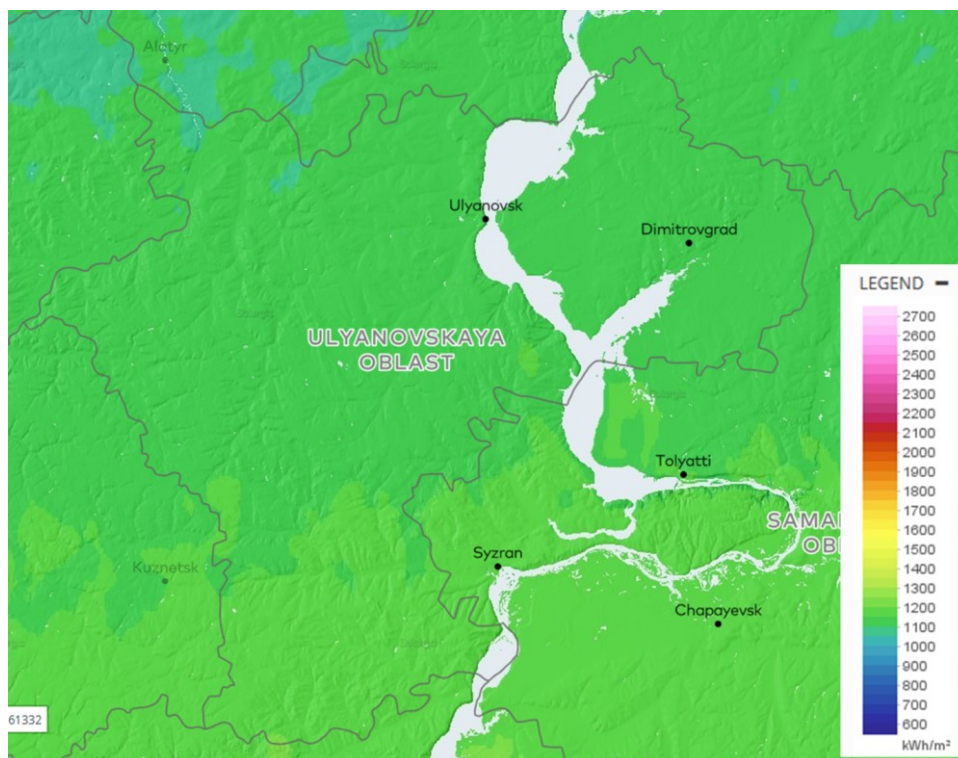
6.2 Инвестиционная структура для фотоэлектрических систем и малого ветра

6.2.1 Солнечное излучение

Ульяновская область в первую очередь известна как регион ветроэнергетики, но область также имеет солнечный фотоэлектрический потенциал. В среднем в год 150-180 солнечных дней [156]. Карта, взятая из Глобального солнечного атласа, представленного на Рисунок 48, дает представление об уровне солнечной радиации в регионе.

⁶ Interim data for 2019, final numbers will be available in Q1 2020 and deviate from the interim ones

Рисунок 48 Годовое глобальное солнечное излучение на наклонную поверхность (GTI) Ульяновской области

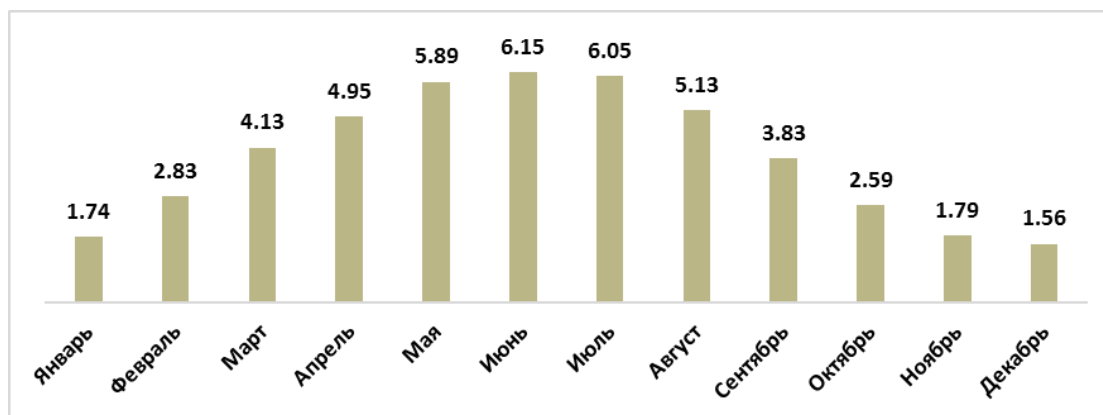


Source: Global Solar Atlas [130]

Средняя производительность на горизонтальной поверхности достигает 1,070-1,160 кВт*ч/м2/год [130] [153][92]. Среднесуточный уровень производительности составляет от 3.2 до 3.4 кВт*ч/м2/сутки. Южная граница региона имеет несколько лучшие условия для PV, чем северные территории и достигает 3.8 кВт*ч/м2/сутки [153].

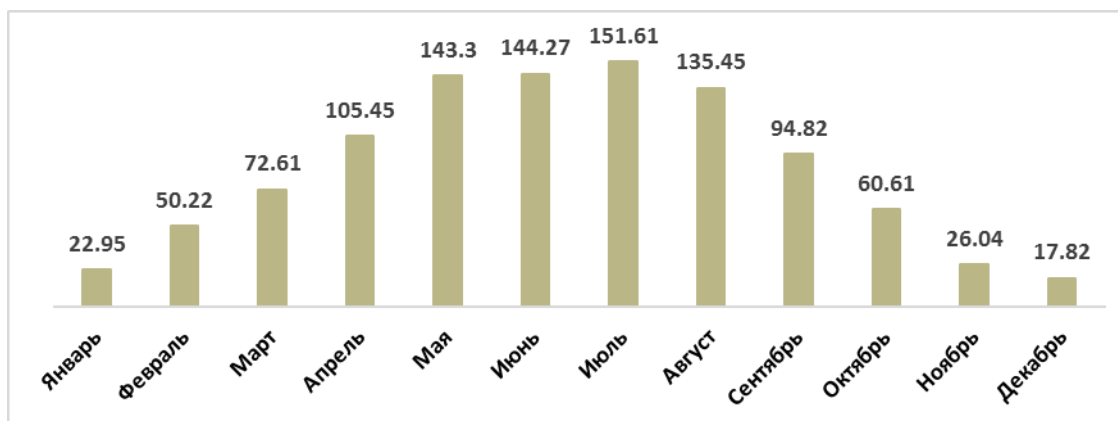
В связи с географическим расположением Ульяновской области естественное ограничение солнечного излучения составляет менее 4 кВт*ч/м2. В связи с этим требуется тщательное планирование фотоэлектрических проектов. Использование оборудования с повышенной эффективностью (монокристаллический кремний, PERC, гетероструктурные), а также систем слежения за солнцем (трекеры) могло бы повысить выходную мощность фотоэлектрической системы, но в то же время увеличить инвестиционные затраты. Умеренные значения инсоляции потенциально увеличат срок окупаемости, поэтому существует необходимость привлечения льготного финансирования и других видов прямых и косвенных субсидий для владельцев фотоэлектрических систем и инвесторов.

Рисунок 49 Среднее солнечное излучение на 1 м2 в Ульяновске по месяцам



Источник: eclareon 2020 по материалам Betaenergy [157]

Рисунок 50 Оценка среднегодовой производительности 1 кВт фотоэлектрических модулей из кристаллического кремния с наклоном модулей 35°



Источник: eclareon 2020 по материалам European Commission PV [264]

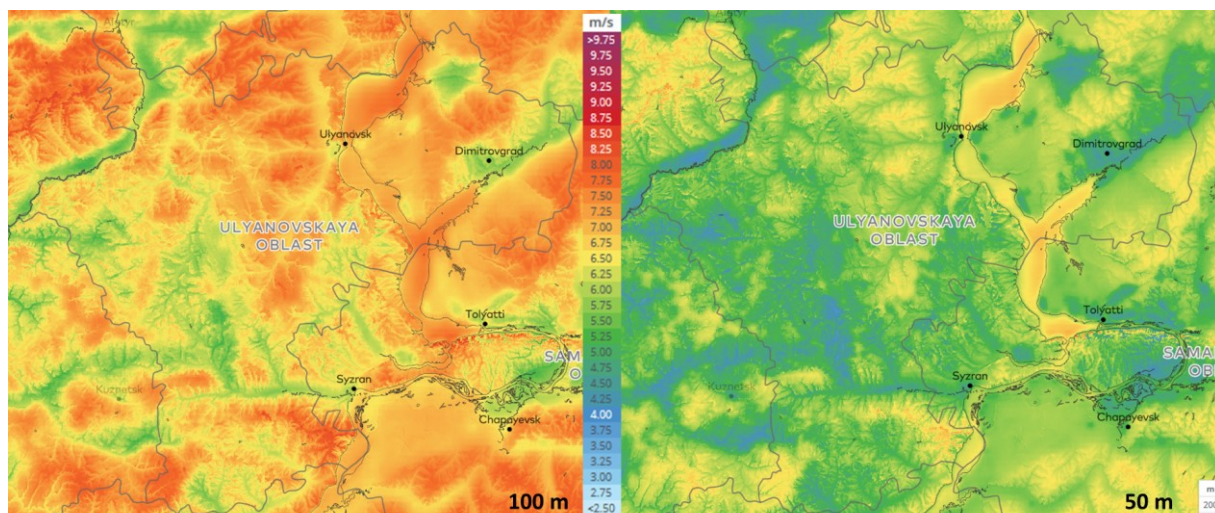
На Рисунок 49 показано среднее солнечное излучение в городе Ульяновск. Самые высокие значения отмечены в мае, июне и сентябре. На Рисунок 50 показана оценка потенциальной электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрической системой мощностью 1 кВт (с модулями из кристаллического кремния), имеющей наклон 35 градусов, потери в системе установлены на уровне 14%. Это полностью соответствует данным по солнечному излучению: самое теплое полугодие (апрель-сентябрь) является наиболее эффективным и продуктивным периодом для фотоэлектрической системы.

6.2.2 Потенциал для ветроэнергетики

В целом, Ульяновская область обладает высоким потенциалом в области развития ветроэнергетики, как для крупных ветропарков, так и для небольших ветровых установок. Согласно картам «ГИС Возобновляемые источники энергии России», метеорологическим станциям METAR (метеорологические станции аэропортов), «Ульяновск-Восточный», «Курумоч», Самара, Саратов и спутниковым данным NCAR⁷, ветроэнергетический потенциал Ульяновской области на высоте 10 метров составляет от 3.1 до 4.1 м/с (в зависимости от высоты над уровнем моря). Для высоты 30 метров - 3.4 - 4.4 м/с, для высоты 42 м скорость ветра оценивается в 4.8 - 5.15 м/с. Потенциал для этих показателей составляет в среднем 174 МВт*ч в год [226]. В южных районах Ульяновской области потенциал ветроэнергетики несколько лучше. Однако существующие и планируемые ветропарки расположены в северных областях вокруг Ульяновска, так как столица области концентрирует множество бытовых потребителей, а спрос на электроэнергию более высок.

⁷ National Center for Atmospheric Research / Национальный центр атмосферных исследований

Рисунок 51 Среднегодовая скорость ветра на высоте 100 и 50 м над уровнем земли



Источник: Global Wind Atlas [266]

Очень позитивное отношение региональных властей и бизнеса к ветроэнергетике является хорошей основой для развития отрасли ветроэнергетики. Ульяновская область стала первым регионом России, где были реализованы масштабные коммерческие проекты в области ветроэнергетики. В 2014 году в области стартовала комплексная кампания по измерению параметров ветра, которая раскрыла потенциал ветроэнергетики. Ежегодные измерения скорости ветра проводились в трех районах. Среднегодовая скорость ветра на высоте 100 м над уровнем моря, определенная по результатам замеров, составила 6-7.2 м/сек. Подходящие ветровые ресурсы для ВЭС распределены неравномерно по территории. Следовательно, расположение каждой ветряной электростанции, включая малый ветер, необходимо тщательно планировать.

В отношении малого ветра можно сказать, что российский рынок недостаточно развит. Малый ветер еще менее известен, чем малая солнечная энергетика, поэтому рынок еще мельче. В Ульяновской области есть только один известный пример системы малого ветра «DMG Mori» (см. 6.4.3 для более подробной информации).

6.2.3 Целевые потребители

Официальных данных о существующих непромышленных фотоэлектрических проектах в регионе очень мало, что затрудняет идентификацию целевых заказчиков. В настоящее время в регионе есть лишь несколько известных примеров фотоэлектрических и ветроэнергетических проектов. [154] [155]:

- гибридная система типа солнце-ветер-накопитель на балансе завода "DMG Mori".
- комбинированная фотоэлектрическая система с солнечными коллекторами на крыше больницы
- PV-система на крыше многоквартирного дома в Ульяновске
- вероятные существующие, но незарегистрированные частные системы ВИЭ
- большие ветропарки (оптовый рынок, большой ветер)
- вероятные существующие, но незарегистрированные частные фотоэлектрические или небольшие ветряные установки

Согласно исследованиям и оценкам eclareon, общая установленная мощность фотоэлектрических установок в Ульяновской области в настоящее время вряд ли превышает 500 кВт, из которых 398.9 кВт - подтвержденная мощность. В области нет

крупных СЭС, работающих на оптовом рынке, солнечная энергия пока используется для витрин.

По оценкам, установленная мощность малого ветра в Ульяновске вряд ли превысит 40 кВт, из которых 20 кВт является подтвержденной мощностью, принадлежащей «DMG Mori». Оставшийся объем, вероятно, распределяется между различными незарегистрированными частными пользователями. Преимущества этих фактических систем ВИЭ будут описаны более подробно в разделе 6.4.

Потребители имеют различные причины для перехода на источники энергии ВИЭ или для их объединения с традиционным подключением к электросетям. Основным фактором является экономическое преимущество или прибыль, связанная с источниками энергии ВИЭ.

Цены на тепло и электроэнергию в России, особенно в регионах с развитой электросетью, очень низкие по сравнению с большинством стран ЕС. Однако важно проводить различие между чистой стоимостью 1 кВт*ч и покупательной способностью конечных потребителей. Во втором полугодии 2018 года Ульяновская область заняла 59-е место среди 85 российских регионов по объему приобретаемой электроэнергии из расчета среднемесячной заработной платы. В Ульяновске за месяц можно купить 7,351 кВт*ч электроэнергии (на всю зарплату), тогда как в Иркутской области, где цены на электроэнергию самые низкие в стране благодаря огромной ГЭС, можно было купить в 5 раз больше - 37,082 кВт*ч [158]. По расчетам на чистую стоимость кВт*ч, Ульяновская область в 2018 г. занимала 34-е место среди 85 российских регионов, благодаря чему можно заявить, что уровень цен на электроэнергию в регионе средний по России [159].

Ульяновская область входит в первую неценовую зону. Это означает, что **на розничном рынке электроэнергии существует жесткий контроль и предопределение цен.** С 2011 года все коммерческие потребители области платят нерегулируемые цены на электроэнергию, а тарифы для населения регулируются, как и везде в России.

Тарифная политика Ульяновской области направлена на сдерживание роста цен и тарифов в соответствии с задачами, поставленными Правительством РФ. Тарифы на электроэнергию для населения представлены в Таблица 16. В таблице приведены только одноставочные и двуставочные тарифы (подробнее см. Разделе 1.2.5.3)

Таблица 16 Некоторые цены на электроэнергию в Ульяновской области

	Период времени			
	2020 2/2	2020 1/2	2019 2/2	2019 1/2
Розничный рынок, руб/кВт*ч (евро цент/кВт*ч) с НДС 20%				
Городское население с газовыми плитами и приравненные к ним группы потребителей (одноставочный тариф)	3.90 (5.6)	3.77 (5.4)	3.77 (5.4)	3.74 (5.4)
Городское население с электрическими плитами и сельское население (одноставочный тариф)	2.73 (3.9)	2.64 (3.8)	2.64 (3.8)	2.62 (3.8)

Источник: Департамент по регулированию цен и тарифов Ульяновской области 2019, 2020 [160], [161]

Тарифы на электроэнергию ежегодно устанавливаются Министерством цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области. В 2018 году это было сделано на основании приказа 06-501 от 20 декабря 2018 года [163]. Тарифы применяются на всей территории области и варьируются в зависимости от типа потребителя: Цены для сельского и городского населения, ограничиваются и устанавливаются Федеральной

антимонопольной службой РФ. Тарифы повышаются один раз в год и корректируются с учетом инфляции. С 2019 года также учитывается увеличение НДС на 2%.

Электроэнергия для предприятий Ульяновска продается по нерегулируемым ценам. Поэтому на стоимость электроэнергии влияют колебания цен на оптовом рынке, а также ряд других критериев, таких как ценовая категория, условия почасового планирования потребления, нагрузки и услуги по передаче электроэнергии. Рост цен на одноставочный тариф на оптовом рынке оказывает существенное влияние на рост цен на электроэнергию для предприятий Ульяновской области (см 1.2.5.4).

В Таблица 17 приведены цены на электроэнергию для коммерческих потребителей, включая малые и средние предприятия, крупные предприятия и заводы. Как написано в разделе 1.2.5.3, в котором более подробно описаны различные виды цен для коммерческих потребителей, на цены оказывают влияние тип потребителя, необходимая мощность, методы учета электроэнергии, тип тарифа и напряжение в сетях. Для наглядности нижеприведенной таблицы приведены цены только для первой и второй ценовых категорий для мелких потребителей (менее 670 кВт нагрузок) и очень крупных потребителей (более 10 МВт нагрузок), с целью отображения разницы между «самыми низкими» и «самыми высокими» ценами.

Таблица 17 Некоторые цены на электроэнергию для потребителей в Ульяновской области на ноябрь 2019 г.

Тип напряжения / тип тарифа	ВН (110 кВ и выше)	СН 1 (35 кВ)	СН2 (20-1 кВ)	НН (0,4 кВ и ниже)
Первая ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за ноябрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт.				
Одноставочный тариф	5,755.43 (82.4)	6,199 (88.8)	6,942.29 (99.4)	7,463.99 (106.9)
Вторая ценовая категория, тариф по двум зонам суток, руб/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за ноябрь 2019 года коммерческие потребители при нагрузке до 670 кВт				
Ночная зона	3,859.41 (55.3)	4,302.99 (61.6)	5,046.28 (72.3)	5,567.97 (79.7)
Дневная зона	8,323.54 (119.2)	8,767.11 (125.5)	8,083.83 (115.8)	10,032.10 (143.7)
Вторая ценовая категория, трехставочный тариф, руб/МВт*ч (евро/МВт*ч) (с НДС), за ноябрь 2019 года, коммерческие потребители при нагрузке 670 кВт				
Пик	10,769.96 (154.2)	11,213.54 (160.6)	11,956.82 (171.2)	12,478.52 (178.7)
Полупик	5,983.78 (85.7)	6,427.36 (92)	7,170.64 (102.7)	7,692.34 (110.2)
Ночная зона	3,859.42 (55.3)	4,303 (61.6)	5,046.28 (72.3)	5,567.98 (79.7)
Третья ценовая категория, рубль/МВт*ч (Евро/МВт*ч) (с НДС), за ноябрь 2019 года, коммерческие потребители с нагрузкой более 10 МВт.				
Нерегулируемая цена, различается в зависимости от типа договора, часа и месяца	Ср. 2,800-3,550 (40.1-50.9)	Ср. 3,220-3,850 (46.1-55.2)	Ср. 3,650-4,470 (52.3-64.1)	Ср. 4,300-4,930 (61.6-70.6)

Источник: «Ульяновскэнерго» 2019, [162]

Для ряда коммерческих потребителей, в том числе бюджетных организаций (например, больниц и спортивных центров) с фиксированными договорами, тариф на электроэнергию в 2019 году составлял от 6.50 до 7.7 руб/кВт*ч (9.3-11 евро цент/кВт*ч).

Цены для некоторых коммерческих розничных потребителей колеблются в течение года. В первом полугодии 2019 года цены на электроэнергию для них в Ульяновской области снизились по сравнению с 2018 годом в связи со снижением расходов на распределение электроэнергии на 5%. Однако в целом наблюдается тенденция к повышению цен. Рост цен на электрическую энергию и мощность, а также перспективы дальнейшего значительного повышения цен за счет нерыночных ценовых надбавок на

мощность (см. также 1.2.5.4), заставляют некоторых промышленных потребителей рассматривать возможность строительства собственных генерирующих мощностей (аналогично отраслевому поведению в Краснодарском крае, см. 3.1.2). Такие примеры уже существуют в Ульяновской области:

- В 2014 году ОАО «Тепличное», крупнейшее тепличное предприятие Ульяновской области, ввело в эксплуатацию газовую электростанцию мощностью 6.4 МВт. Эта станция позволила снизить затраты компании на электроэнергию. Стоимость 1 кВт*ч собственной выработки на газе составила 1.8 руб, что в 2.5 раза ниже сетевой цены на электроэнергию. В зимний период компания по-прежнему закупает дополнительную энергию, так как спрос превышает генерирующие мощности.
- На цементном заводе «Сенгилеевский» установлена ТЭЦ в составе 2-х газовых турбин общей установленной мощностью 25.8 МВт. Турбины обеспечивают цементный завод как электроэнергией, так и теплом, а отработанные газы используются в процессе сушки цемента. По неофициальной информации, затраты на 1 кВт*ч от газовой станции значительно ниже, чем от энергосети, экономия на счетах за электрическую и тепловую энергию снижает затраты на конечный продукт, повышая конкурентоспособность фирмы.

Каждый регион России исторически имеет долги как перед государством, так и перед компаниями по передаче и распределению электроэнергии по оплате за электричество и отопление, так как и жилые, и коммерческие потребители часто не в состоянии оплачивать счета или просто нарушают сроки оплаты. Таким образом, задолженность региональных управляющих компаний ЖКХ и поставщиков электроэнергии растет: в 2018 году общая дебиторская задолженность Ульяновской области за электроэнергию выросла на 450 млн. рублей до 3 млрд. рублей [169]. В 2018 году губернатор Ульяновской области заявил, что тарифы для области должны остаться на прежнем уровне. Это вызвало недовольство со стороны региональных поставщиков электроэнергии. Рост тарифов оказывает большее давление на потребителей, в то время как сетевые операторы и производители электроэнергии не желают принимать фиксированные тарифы по мере дальнейшего роста их дебиторской задолженности.

На конец 2017 года в Ульяновской области было зарегистрировано 27,597 предприятий. Более четверти из них были отнесены к категории «торговля и модернизация». Около 84% всех предприятий были частными, около 10% находились в муниципальной и государственной собственности. 68% всех предприятий - малые и микропредприятия (до 100 работников) [164]. Эти цифры дают хорошее представление о состоянии развития бизнеса в регионе. Существует множество частных и государственных компаний, все они потребляют электричество в различных объемах и многие из которых потенциально могли бы быть заинтересованы в развитии PV и развитии солнечной электроэнергетики в целом.

6.2.4 Общее отношение к солнечной энергетике и малому ветру в Ульяновской области

Ульяновская область позиционирует себя как современный регион. Она нацелена на создание в регионе кластера ВИЭ и устойчивых технологий и поддерживает развитие как экологически чистой энергетике, так и производства оборудования для ВИЭ.

Регион первым в России запустил промышленный ветропарк, поставляющий энергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Губернатор Сергей Морозов намерен сделать Ульяновскую область лидером в области развития возобновляемой энергетике и лично поддерживает ВИЭ (опыт есагеоп по итогам посещения форума ARWE в Ульяновске). Таким образом, новые идеи, связанные с ВИЭ, как правило, привлекают интерес со стороны региональных властей, диалоги с местными министерствами и ведомствами на тематику реализации проектов ВИЭ проходят достаточно успешно, чем

во многих других регионах России. Поскольку власти Ульяновской области позитивно относятся к ВИЭ, они планируют увеличить долю ВИЭ в структуре генерации до 30% до 2030 года (в настоящее время она составляет 8%) [222].

В настоящее время в регионе действуют 2 ВЭС. В мае 2019 г. в регионе планировалось построить еще одну ВЭС общей установленной мощностью 75 МВт. В проект включены инвестиции немецкой компании EAB New Energy GmbH в размере 6.5 млрд. рублей [175]. В то же время, область также заинтересована в развитии фотоэлектрических проектов. Уже есть примеры пилотных проектов и план строительства завода по производству фотоэлектрических модулей при содействии двух немецких компаний, Green Source GmbH и Core Value Capital GmbH [173], целью которых является использование преимуществ правил локализации для фотоэлектрических проектов в соответствии с требованиями Постановлений 47 и 449.

Местные университеты создали новые учебные программы по ВИЭ. Хотя они в основном ориентированы на изучение ветроэнергетики, тема фотоэлектричества также медленно набирает популярность. Такое региональное развитие навыков в области ВИЭ, вероятно, еще больше укрепит позитивное отношение к ВИЭ в регионе.

В то же время, **растет интерес малых и средних предприятий и промышленности к строительству собственных генерирующих мощностей.** Не только рост розничных цен на энергию заставляет предприятия серьезно задуматься над этим вопросом, но и общее отношение к энергоэффективным технологиям и чистой энергии меняется. Поскольку Ульяновская область создала благоприятные условия для инвесторов и промышленного развития путем строительства индустриальных парков и создания особых экономических зон, многочисленные международные компании открыли в регионе офисы и промышленные предприятия. Среди них, например, упомянутые выше «DMG Mori», «Mars», «Efes», «Leroy Merlin» и «Shaeffler» [268].

Кроме того, растет осведомленность рядовых граждан, особенно в Ульяновске и его окрестностях, о возобновляемых источниках энергии. Одним из основных факторов этого роста является фактическое присутствие на горизонте огромных белых ветряных турбин. В результате ряда бесед с обычными гражданами Ульяновска, было выявлено явное позитивное отношение к теме ВИЭ и гордость среди населения за свой регион и присутствующий в нем ветропарк. С ростом знаний о ВИЭ и растущим недовольством в связи с повышением цен на электроэнергию люди начали задумываться о том, чтобы стать независимыми производителями электроэнергии. Однако такая возможность скорее будет доступна состоятельным людям, так как у большинства жителей региона не хватает финансовых ресурсов, чтобы инвестировать в небольшую фотоэлектрическую установку или ветряную турбину (среднемесячная зарплата в Ульяновской области в 2019 г. составляла около 340 евро [176]).

6.3 Региональная нормативно-правовая база в области ВИЭ

В Ульяновской области имеется ряд законодательных актов и постановлений, направленных на поддержку производства электроэнергии на базе ВИЭ на региональном уровне:

- Постановление Правительства Ульяновской области «Об утверждении Положения о порядке и условиях проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики Ульяновской области, а также о требованиях к

соответствующим инвестиционным проектам и о критериях их отбора» № 591-П с изменениями от 18 ноября 2019 г.[269].

Этот указ обеспечивает выполнение Постановления 47 на региональном уровне. Он направлен на включение в «схему и программу перспективного развития энергетики Ульяновской области» объектов генерации, работающих на ВИЭ, в части реализации электроэнергии (мощности) на розничных рынках. Включение объектов ВИЭ в этот документ имеет ключевое значение для развития ВИЭ в любом регионе, поскольку документ служит официальным руководством для всех участников регионального энергетического рынка. Постановление 591-П содержит описание механизма окупаемости инвестиций для проектов ВИЭ, видов генерации, получающих поддержку в рамках данного механизма, критерии отбора инвестиционных проектов на конкурсной основе, а также порядок проведения конкурсного отбора.

- Для функционирования модели поддержки ВИЭ на розничном рынке в соответствии с приказом 591-П планируется издание соответствующих приказов Министерства энергетики, жилищно-коммунального хозяйства и городского хозяйства Ульяновской области. Эти приказы должны регламентировать и утвердить состав и положение конкурсной комиссии, которая затем принимает решения по выбору конкретных объектов строительства ВИЭ.
- «Схема и Программа перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2020-2024 годы», утвержденные Указом Губернатора Ульяновской области с изменениями от 25 апреля 2019 года № 29. Данный документ устанавливается ежегодно в каждом российском регионе и разрабатывается в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития энергетики». Документ по Ульяновской области разработан на основе данных «СО ЕЭС»- областного отделения Ульяновской области, Департамента ценового и тарифного регулирования Министерства цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области, а также данных сетевых компаний, работающих в регионе.

Основными целями документа являются:

- содействие развитию электросетей и генерирующих мощностей
- удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электроэнергию и энергетические мощности
- обеспечение надежного функционирования энергосистемы Ульяновской области в долгосрочной перспективе
- координация планирования строительства и ввода в эксплуатацию (вывод из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей
- предоставление информации для развития электроэнергетики с учетом выполненных и предстоящих задач организаций коммерческой и технологической инфраструктуры, субъектов электроэнергетики, потребителей и инвесторов

Кроме того, существуют также региональные законодательные акты, направленные на создание благоприятных условий для строительства, ввода в эксплуатацию и присоединения к сетевой инфраструктуре новых энергогенерирующих объектов:

- Распоряжение Правительства Ульяновской области № 620-р, с изменениями от 3 ноября 2015 года. «О мерах, направленных на упрощение порядка подключения к сетям теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения, водоотведения и газоснабжения» устанавливает сокращенные сроки выдачи технических условий на подключение (технологическое присоединение).

- Распоряжение Правительства Ульяновской области от 29 ноября 2013 г. № 778-пр «О некоторых мерах по упрощению процедуры технологического присоединения к электрическим сетям» устанавливает сокращенные сроки выдачи энергоснабжающими организациями договоров и технических условий и устанавливает срок технологического присоединения к электрическим сетям энергоснабжающей организацией
- Постановление Правительства Ульяновской области от 23 января 2018 г. № 39-П «О сокращении сроков проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, выполняемых исполнительными органами Ульяновской области (подведомственными и государственными учреждениями)». Постановлением установлены сокращенные сроки проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий - до 50 дней и до 40 дней для отдельных категорий объектов.
- Установление максимальных и минимальных тарифов на электрическую энергию, производимую квалифицированными объектами ВИЭ и реализуемую сетевым организациям, в целях компенсации потерь в сетях (в соответствии с постановлением 47) регулируется Министерством электронной экономики и конкуренции Ульяновской области, которое установлено постановлением от 14 апреля 2014 г. N8/125-П.

6.4 Региональные бизнес-модели для фотоэлектрических проектов

В настоящее время наиболее успешными бизнес-моделями для Ульяновской области являются крупные ветропарки, созданные в соответствии с Постановлением № 449, функционирующие в составе оптового рынка электроэнергии. Однако эта бизнес-модель детально не представлена в данном исследовании, в котором основное внимание уделяется использованию солнечной энергии и малого ветра более маленького масштаба.

В соответствии с классификацией бизнес-моделей, выбранной для данного отчета и описанной в разделе 1.3, три бизнес-модели для Ульяновской области описаны в следующих разделах

6.4.1 Модель 1: фотоэлектрические парки

Несмотря на то, что в Ульяновской области пока нет крупных солнечных электростанций на несколько МВт, в будущем ситуация может измениться по следующим причинам:

- высокий интерес на правительственном и административном уровне к развитию фотоэлектрических парков и готовность поддержать такие проекты для повышения статуса Ульяновской области как динамично развивающегося инновационного российского региона
- серьезный дефицит энергогенерирующих мощностей наряду с растущим спросом на электроэнергию
- наличие мер поддержки и законодательных актов, способствующих строительству крупных фотоэлектрических парков, в том числе возможность низких арендных ставок на землю, а также общая готовность местных органов власти обеспечить инвесторов необходимой инфраструктурой (дороги, сети, водопровод и т.д.).

- кластер электростанций вокруг Ульяновска и отсутствие крупных электростанций в южных районах (см. Рисунок 47)

Последняя причина обуславливает дополнительные сетевые потери в регионе, так как электроэнергия должна доставляться в сотни километров либо от существующих электростанций к населенным пунктам, либо импортироваться из соседних регионов.

Механизмы поддержки Постановления 47 ограничивают доступную общую установленную мощность таких проектов 5% от общих потерь в региональных сетях. Исходя из величины сетевых потерь в Ульяновской области, существующая располагаемая мощность, которая может быть покрыта фотоэлектрическими парками, составляет до 25 МВт, а для ветра - 16 МВт. Для реализации таких проектов необходимо участие в региональных тендерах по включению объекта в "Региональную схему и программу перспективного развития энергетики Ульяновской области" (см. также 6.3). В соответствии с требованиями программы необходимо также достичь целевых показателей локального содержания (70% для фотоэлектрических установок и 65% для ВЭС с 2019 г.).

6.4.2 Модель 2: автономные фотоэлектрические и гибридные системы

В главах, посвященных Краснодарскому краю, Калининграду (и частично Башкортостану), вторая сформированная бизнес-модель представляла собой чисто внесетевое гибридное решение для отдаленных населенных пунктов. В каждом регионе потенциал этой ниши различается, в том числе в зависимости от региональных условий и качества местной сети. В Ульяновской области сеть хорошо развита, и, хотя сам регион является энергодефицитным, он не страдает от серьезных отключений электроэнергии. В ходе исследования, проводимого для данного отчета, не удалось выявить отдаленные населенные пункты, в которых отсутствует или слабо развита электросеть. Тем не менее, существует потенциал для внесетевых гибридных решений, которые также могут представлять собой комбинации PV/малого ветра, дизельных/бензиновых электрогенераторов и решений по аккумулярованию энергии для следующих типов объектов:

- **Национальные парки и биосферные заповедники, объекты экотуризма.** В Ульяновской области насчитывается более 150 природных заповедников, особо охраняемых природных территорий и охраняемых парковых зон. В общей сложности более 282,000 га земель являются охраняемыми территориями, что означает потенциал для развития малых внесетевых ВИЭ [272]. Экотуризм становится все более популярным [271]. В национальных парках спрос на энергию довольно низок, но для снабжения егерей, которые контролируют территории, туристическую инфраструктуру и информационные центры, по-прежнему требуется электроэнергия. Кроме того, при наличии туристических пешеходных маршрутов иногда возникает потребность в осветительных и зарядных станциях для мобильных устройств.
 - Развитие экотуризма включено в "Стратегию развития туризма Ульяновской области до 2030 года" и включает в себя создание туристических кластеров (туристско-рекреационных зон), оснащение существующих зон инфраструктурой и создание новых зон, в том числе строительство гостиниц, транспортных, информационных центров. Кроме того, стратегия предусматривает включение новых территорий в рекреационные и туристические зоны, поддержку и развитие новых видов туризма, таких как экотуризм, промышленный и сельскохозяйственный туризм, автотуризм (автокемпинги) и др [270]. Новые объекты будут нуждаться в энергоснабжении. Поскольку в большинстве случаев охраняемые территории имеют юридические ограничения в отношении строительства сетей, существует хороший потенциал для использования малых внесетевых ВИЭ или гибридных решений. Несмотря на то, что в настоящее время в регионе мало информации о существующих ВИЭ или

гибридных решениях для таких территорий, эта ниша оценивается как потенциально привлекательная с учетом планов развития региональных властей, а также их готовности сохранить статус Ульяновской области как инновационного региона с сильным кластером ВИЭ. По оценкам экспертов eslaeon, общая установленная мощность, необходимая для таких территорий и объектов, может составлять до 3 МВт для фотоэлектрической энергии и малого ветра, разделенная между объектами малой генерации мощностью 2-10 кВт.

- **Отдаленные/ эко-фермы и теплицы.** Несмотря на то, что Ульяновская область не отличается высоким уровнем развития сельского хозяйства, здесь все же имеется большое количество фермерских хозяйств и теплиц. В разделе 6.2.3 приведен пример тепличного предприятия ОАО «Тепличное», которое в настоящее время использует собственные генерирующие мощности, работающие на природном газе. В случае строительства нового объекта, электросеть не всегда располагается на месте, а подключение к сети сравнимо с инвестициями, необходимыми для создания собственной фотоэлектрической системы (см. главу 3). Важно отметить «Стратегию устойчивого развития сельских территорий Майнского района Ульяновской области до 2030 года», разработанную в рамках федеральной «Стратегии устойчивого развития сельских территорий Российской Федерации до 2030 года». Несмотря на то, что в этой стратегии упоминается важность энергосберегающих технологий, мер по энергосбережению и снижению энергоемкости сельскохозяйственной продукции, в ней прямо не упоминается развитие ВИЭ в качестве цели. Тем не менее, ВИЭ очень хорошо подходят для этих целей (снижение энергоемкости и в то же время создание альтернативы газовым установкам или стабильно растущие тарифы на электроэнергию из государственной сети). Однако оценка потенциальной мощности PV/малой ветровой энергии для объектов сельского хозяйства затруднена из-за недостатка информации.

В заключение следует отметить, что в регионе есть потенциал нишевого рынка для проектов автономного электроснабжения, но этот рынок пока не развит. Развитие ВИЭ в природных заповедниках может быть стимулировано местными властями и, скорее всего, получит право на государственную поддержку. Внедрение ВИЭ на фермах и в сельской местности может занять больше времени: Перед началом реализации проекта в регионе может потребоваться программа повышения осведомленности для информирования потенциальных потребителей о решениях по ВИЭ и для позитивного влияния на их отношение к экологически чистым решениям по энергоснабжению.

6.4.3 Модель 3: фотоэлектрические системы и малый ветер в коммерческом секторе

Такие системы электроснабжения отключены от городской сети и используются для полного или частичного покрытия потребности пользователя в электроэнергии. Установки могут быть как на крыше, так и на земле. Эти фотоэлектрические системы относятся к объектам с установленной мощностью от 15 кВт*п до нескольких сотен кВт*п. Нет ни одного законодательного акта или закона, регулирующего подключение какой-либо системы ВИЭ мощностью свыше 15 кВт, которые не входят в рамки Постановлений 47 и 449. Это означает, что такие установки являются сугубо частными без какой-либо государственной поддержки. В некоторых случаях потенциальное подключение к сети может быть согласовано с местной сетевой компанией. В случае соглашения излишки от фотоэлектрической системы могут быть поданы в сеть бесплатно (в случае отсутствия накопителя энергии). В Ульяновске есть три известных примера крышных фотоэлектрических систем, принадлежащих коммерческим потребителям:

1. Сочетание солнечных коллекторов и фотоэлектрической системы на крыше одной из областных больниц Ульяновской области в Ишеевском районе. Пилотный проект был завершен в 2017 году. В 2015 году больница столкнулась

с очень высокими счетами за электроэнергию и поэтому рассматривала возможность покрытия собственных энергетических потребностей за счет установки собственной энергогенерирующей системы, способной вырабатывать как тепло, так и электроэнергию. Эта фотоэлектрическая/тепловая система на крыше занимает 650 м² и имеет установленную фотоэлектрическую мощность 75 кВт и накопитель горячей воды на 1,500 литров. другие известные технические особенности включают в себя:

- Монокристаллические солнечные панели BLD SOLAR 250-60M, 300 шт.
- 3 трехфазный сетевой инвертор Sofar 30000 TL, 3 шт
- Стабилизатор напряжения СН·LCD·12, 3 шт
- Солнечный водонагреватель безнапорный DUALEX, 2 шт. с накопителем на 1,500 литров
- Внедрение LED освещения в качестве меры энергоэффективности

Суточная выработка фотоэлектричества достигает 352.5 кВт*ч, ежемесячная выработка - 10,575 кВт*ч.

Капитальные затраты на всю систему составили 21.42 млн. рублей (около 309 тыс. евро), инвестиции были разделены за 3 года с целью снижения финансового давления на бюджет больницы. Собственное производство покрывает около 85-90% основного потребления в летнее время и до 40% в зимнее время. Согласно некоторым источникам, фотоэлектрическая система на крыше больницы иногда генерирует избыток электроэнергии, который подается в сеть безвозмездно[227]. Дополнительные преимущества включают:

- автономное обеспечение горячей водой и теплом через солнечную термальную систему, а также отсутствие платежей за тепло и централизованное горячее водоснабжение в летний период
- до 5 раз меньшее потребление энергии в темное время суток благодаря светодиодному освещению
- гораздо лучшая освещённость помещений

На основании данных, полученных от органов власти Ульяновской области и больницы, была составлена следующая таблице 18, в которой отражены показатели фактической экономии в 2017 году, достигнутой с помощью фотоэлектрической системы:

Таблица 18 Экономия средств за 9 месяцев 2017 года за счет использования фотоэлектрической системы на крыше Ишеевской больницы

Месяц/экономия	Янв	Февр	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент
Экономия электроэнергии, кВт*ч, по сравнению с 2016 г.	4680	420	2970	2760	-660	-3720	7740	7320	11340
Экономия по счетам, руб., по сравнению с 2016 г.	27,986.4	2,776.2	17,827.2	17,884.8	-4,184.4	-23,101.2	52,941.6	50,508	79,039.8

Срок окупаемости, рассчитанный владельцами, составляет около 9 лет. Региональные власти заинтересованы в расширении подобных проектов на другие больницы и государственные учреждения области. Вероятно, этот подход будет включен в региональную программу устойчивого развития и при поддержке правительства Ульяновской области.

2. Гибридная PV/ветряная электростанция на ООО «Ульяновский станкостроительный завод», входящем в состав немецко-японской станкостроительной компании «DMG Mori», предназначена для обеспечения электроэнергией виловых электропогрузчиков и двух электромобилей.

Площадь, отведенная под энергосистемы ВИЭ, составляет 10,000 м², общая установленная мощность - более 300 кВт. Энергосистема состоит из:

- 38 установок от "SunCarrier22" с системой слежения за солнцем, общая установленная мощность 163.4 кВт, годовая выработка электроэнергии может достигать 5,350 кВт*ч. Один электрический двигатель вращает 11 модулей. Система слежения за солнцем увеличивает выработку электроэнергии на 38%, максимально допустимая скорость ветра составляет 144 км*ч, что является экстремальной скоростью ветра, не характерной для этих районов на такой высоте установки.
- 3 системы SunCarrier260 мощностью 53 кВт каждая, общей мощностью 159 кВт. Площадь поверхности каждого модуля составляет 247.52 м²; годовая выработка электроэнергии может достигать 60,000 кВт*ч. Эти комплексы также оснащены системой слежения, которая увеличивает выработку электроэнергии на 40%. Максимально допустимая скорость ветра также составляет 144 км/ч.
- 2 небольшие ветряные турбины Wind Carrier, по 10 кВт каждая. Скорость ветра - 3 м/с; независимо от направления ветра.
- система аккумулирования энергии CellCube 63 кВт, мощность и мощность до 130 кВт*ч.

Годовая выработка достигает 320,000 кВт*ч и позволяет покрыть около 11% потребности завода в электроэнергии. Сообщается, что экономия CO₂ достигает 105 тонн в год.

Рисунок 52 Фотоэлектрические системы и малые ветряки на заводе «DGM MORI», в Ульяновске



Источник: eclareon 2019

3. Еще одним примером использования фотоэлектрической системы на крыше в Ульяновской области является энергоэффективный многоквартирный дом в столице региона [177]. Несмотря на то, что дом уже построен, нет достаточной информации о том, введена ли система в эксплуатацию и какова ее установленная мощность.

В регионе расположены многочисленные международные предприятия, такие как «DMG Mori». Среди них «Марс», «Группа Эфес», местные филиалы «Леруа Мерлен» и «Ашан». Все они должны придерживаться своих корпоративных стратегий устойчивого развития (как это согласовало большинство компаний в добровольном или принудительном порядке), включая цели по снижению своего углеродного следа и осуществлению мер по защите климата, которые, в частности, включают использование ВИЭ [275],[276],[277]. Это означает, что предприятия, расположенные в регионе и принадлежащие международным брендам, будут обязаны в той или иной степени использовать возобновляемые источники энергии для удовлетворения своих энергетических потребностей в краткосрочной или среднесрочной перспективе.

6.4.4 Модель 4: фотоэлектрические системы в жилом секторе

Similar to other Russian regions, the development of this part of the RES market was expected after the Law on microgeneration (Law 471) in Russia entered into force. Since the income level of Ulyanovsk Oblast's population is rather low, the development of the residential PV market will, most likely, be rather slow. Nevertheless, a number of enthusiasts with sufficient financial resources to invest in their own RE installation are likely to start their own power generation as soon as they will be entitled to receive payments from the grid operator. Moreover, prices for PV equipment are continuously decreasing all over the world, rendering the technology more affordable.

В настоящее время Закон 471 гарантирует владельцам микрогенераций тариф feed in, хотя и по низкой ставке. Тем не менее, это положительно влияет на срок окупаемости (также см. 7.4). Ульяновская область, как регион активного развития ВИЭ, имеет планы по внедрению дополнительных механизмов поддержки населения, желающего установить системы микрогенерации на основе ВИЭ. Эти механизмы будут включать в себя субсидирование приобретения оборудования ВИЭ. Кроме того, в 2018 году область планирует разработать законодательный механизм, направленный на установление дополнительных региональных закупочных тарифов и обязывающий сетевых операторов закупать избыточную энергию у населения по привлекательной цене [278].

Во время визитов в регион, eclareon и его местные партнеры не смогли выявить примеры бытовых фотоэлектрических или малых ветровых систем. Однако это не означает, что в Ульяновской области нет, по крайней мере, пары объектов микрогенерации ВИЭ. Как и в других регионах, жилые системы ВИЭ не нуждаются в регистрации, поэтому официальных данных нет. В каждом регионе есть энтузиасты, заинтересованные в этих технологиях. Поэтому вполне вероятно, что и в Ульяновской области есть несколько систем микрогенерации ВИЭ, отключенных от сети, но также можно сказать, что рынок таких установок еще нуждается в развитии.

6.4.5 Выводы и перспективы

Ульяновская область является перспективным регионом для развития фотоэлектричества и малого ветра по следующим причинам:

1. Это один из самых активных и проритетных регионов России, который борется за свой официальный статус региона ВИЭ.
2. Местные органы власти и министерства активно поддерживают инициативы в области ВИЭ, а также готовы сотрудничать с иностранными компаниями.
3. В регионе ощущается нехватка собственных генерирующих мощностей.
4. Ульяновская область обладает хорошим уровнем фотоэлектрического облучения и большим ветровым потенциалом.
5. В области есть специальные промышленные зоны с льготными условиями для инвесторов.
6. В области действуют филиалы международных компаний, реализующих стратегию устойчивого развития.

Барьерами на пути внедрения ВИЭ как в промышленном, так и в бытовом секторе являются, как и в большинстве других регионов России, относительно низкие цены на электроэнергию (по сравнению с тарифами ЕС). Несмотря на то, что тарифы для населения субсидируются государством и поддерживаются на достаточно низком уровне, они создают значительную нагрузку для коммерческих потребителей, вынуждая многих из них переходить на собственную генерацию. В настоящее время самым дешевым вариантом в России является природный газ. Недостаток знаний о преимуществах фотоэлектричества и малого ветра, которые имеют имидж дорогостоящего и достаточно неэффективного источника энергии, усложняют задачу побуждения компаний к выбору ВИЭ вместо газа или потреблению энергии из сети. Еще одним барьером является ожидание государственных и частных инвесторов, что никакие инвестиции не должны возвращаться дольше 5 лет. **Поэтому необходимо объективно информировать о плюсах и минусах ВИЭ, чтобы изменить отношение к внедрению ВИЭ.** Такая информация должна предоставляться не только предприятиям и государственным органам, но и бытовым потребителям. Недавно принятый закон о микрогенерации может еще больше способствовать лучшему пониманию возобновляемых источников энергии и, в конечном счете, может привести к изменению отношения.

Ульяновская область подключена к ЕЭС, имеет хорошо развитую электросеть и не так уж много отдаленных внесетевых районов. Это положительно сказывается на потребителях и окружающей среде, но не способствует развитию генерации ВИЭ.

Основные целевые группы потребителей фотоэлектрической энергии и малого ветра в Ульяновской области можно охарактеризовать следующим образом:

Промышленные потребители, коммерческие и общественные организации:

- **Коммерческие компании** которые уже подключены к сетям, страдают от роста цен на электроэнергию. **В то время как тарифы растут, цены на оборудование ВИЭ снижаются, что приводит к более привлекательным бизнес-кейсам и срокам окупаемости,** потенциально повышая общественный интерес к возобновляемым источникам энергии. Находясь в регионе, ориентированном на ВИЭ, владельцы систем и инвесторы становятся менее критически настроенными по отношению к ВИЭ.
- **Международные компании, имеющие дочерние предприятия в Ульяновской области, которые все больше и больше вынуждены следовать стратегиям устойчивого корпоративного развития своих головных офисов,** что потенциально может повлечь за собой переход на экологически чистую генерацию электроэнергии. Для этой группы компаний проекты ВИЭ могут быть реализованы даже в том случае, если генерация на природном газе была бы дешевле или имела более короткий срок окупаемости.
- **Недавно построенные сельскохозяйственные и промышленные объекты.** Существующие объекты в промышленной и особой экономических зонах области и готовность властей поддержать развитие экономики региона привлекают в Ульяновскую область предпринимателей. Высокие затраты на подключение к сетям, растущая популярность как экологически чистых технологий, так и "эко" производства начали вызывать интерес к возобновляемым источникам энергии. **Поскольку предприятия экономят на снижении арендных платежей за землю, снижении налогов на прибыль и низких затратах на строительство инфраструктуры** (региональные промзоны обеспечивают строительство дорог и водопроводно-канализационных систем в районе будущего объекта), **у них появляется больше возможностей инвестировать в ВИЭ** на стадии планирования объекта. Завод «DMG Mori», например, последовал этой модели. Кроме того, в регионе создаются новые особые экономические зоны, такие как портовая особая экономическая зона (ПОЭЗ). Эта зона расположена на берегу Волги, которая протекает через 15 российских регионов, включая Москву, и

является важным водным путем, обеспечивающим рентабельную перевозку грузов. На территории таких особых экономических зон планируется создать так называемые Активные энергетические комплексы (АЭК). АЭК объединяет энергогенерирующие мощности, сети, энергоприборы крупных коммерческих центров и предприятий, являясь при этом составной частью ЕЭС России. Только один из объектов АЭК имеет подключение к внешним сетям (ЕЭС), в то время как дополнительные потребители объединены во внутреннюю сеть АЭК, которая не принадлежит ни одному сетевому оператору в регионе. Это значительно удешевляет подключение к сетям и снижает цены на электроэнергию, так как не нужно производить платежи распределителям электроэнергии и сетевым компаниям. Создание фотоэлектрической установки или ВЭС в рамках АЭК относительно просто, так как не требует переговоров с сетевыми или энергоснабжающими компаниями.

- **Туристические центры в природных заповедниках и охраняемых зонах, автомобильные кемпинги.** Эта ниша относительно невелика, и потенциальные фотоэлектрические и небольшие ветровые проекты для этих типов потребителей колеблются в диапазоне от 1 до 10 кВт каждый и имеют гибридный тип, означающий комбинацию ВИЭ и/или накопителя и дизельного/бензинового генератора. Принимая во внимание растущую популярность экотуризма в настоящее время, местное самоуправление планирует расширить рекреационные зоны.

Бытовые потребители (микрогенерация):

- **Энтузиасты и приверженцы современных технологий и ВИЭ.** В Ульяновской области рынок бытовых систем ВИЭ (микрогенерации) в ближайшие годы вряд ли будет создан в больших масштабах. **Основными барьерами являются: низкие сетевые тарифы на электроэнергию, относительно низкие доходы населения, отсутствие внешних "проталкивающих" факторов (например, перебоев с подачей электроэнергии, как в Краснодарском крае).** Несмотря на то, что закон о микрогенерации вступил в силу, предложенный льготный тариф недостаточно высок, чтобы побудить население к инвестированию в собственные генерирующие мощности. Вполне вероятно, что некоторые системы микрогенерации будут построены в регионе, но эти проекты, скорее всего, коснутся только меньшинства домохозяйств с более высоким уровнем доходов, которые заинтересованы в ВИЭ и которые не заинтересованы, прежде всего, в экономической привлекательности ВИЭ. Однако эта ситуация может измениться в случае, если местные власти будут выделять программы и инструменты поддержки, такие как субсидирование части затрат на оборудование, обеспечение более низких процентных ставок по банковским кредитам на приобретение оборудования ВИЭ или выделение субсидий на текущий закупочный тариф, чтобы сделать его сопоставимым с "обычными тарифами на электроэнергию" или с уровнем "розничных цен" и т.д.

7. Выбранные бизнес-модели

Этот раздел посвящен анализу рентабельности трех выбранных бизнес-кейсов по проектам фотоэлектричества. Выборочные расчеты типичных проектов включают: моделирование денежных потоков и анализ чувствительности для получения прогноза изменений рентабельности, связанных с изменениями в ценах на оборудование, выработке электроэнергии и выплатах.

Для бизнес-кейсов мы использовали наилучшие возможные показатели солнечного излучения. Для Краснодарского края, региона с самым высоким солнечным излучением, оно соответствует примерно 1,600 кВт*ч / м² / год (глобальное излучение поверхность (GTI)) под оптимальным углом. После применения коэффициента производительности 0.82 к этому облучению, удельная производительность, используемая (и показанная на графиках и рисунках), составляет 1,312 кВт*ч/кВт/год. Для остальных регионов эти значения ниже:

- Для Калининграда самый высокий GTI составляет около 1,300 кВт*ч / м² / год, что приводит к удельной производительности 1,066 кВт*ч / кВт пик / год.
- Для Ульяновска самый высокий GTI составляет около 1,400 кВт*ч/м² /год, что приводит к удельной производительности 1,148 кВт*ч/кВт пик/год.
- Для Башкортостана самый высокий GTI составляет около 1,500 кВт*ч/м² /год, что приводит к удельной производительности 1,230 кВт*ч/кВт пик/год.

В разделе «бизнес-модели» мы рассмотрим результаты по выбранным регионам.

7.1 Методология анализа рентабельности

Для анализа рентабельности в данном отчете использовался анализ дисконтированных денежных потоков (DCF) на основе Excel. Методология DCF оценивает проект с использованием концепции стоимости денег с учетом фактора времени.

Все будущие денежные потоки оцениваются и дисконтируются с целью приведения их к текущей стоимости. **Чистая приведенная стоимость (NPV)** представляет собой сумму всех положительных и отрицательных приведенных значений денежных потоков, включая первоначальные инвестиции. NPV позволяет сравнивать инвестиции с разной длительностью и профилем денежных потоков в течение их срока службы на текущий момент времени. Помимо NPV рассчитывалась **внутренняя норма доходности (IRR)** как для собственного капитала, так и для всего проекта в целом, а также **срок амортизации (срок окупаемости)** вложенного капитала. Эти параметры дают инвесторам представление о привлекательности размещения инвестиций в проект. Обращаем ваше внимание на то, что при расчете срока амортизации мы использовали дисконтированные денежные потоки, но мы также отображаем недисконтированный срок окупаемости на графиках обзора проектов. По определению эти недисконтированные сроки окупаемости всегда короче, чем дисконтированные сроки окупаемости, так как концепция стоимости денег с учетом фактора времени игнорируется, что, по сути, означает, что 1 рубль сегодня будет стоить 1 рубль в любой момент времени в будущем.

Другим ключевым параметром, который рассчитывается, является **нормированная стоимости электроэнергии (LCOE)**, которая позволяет сравнивать электростанции, генерирующие энергию от разных источников энергии, и с разной структурой себестоимости.

Наконец, такие коэффициенты, как **коэффициент покрытия долга (DSCR)** и коэффициент **срока кредитного договора (LLCR)**, предоставляют информацию о том, достаточно ли денежных потоков по проекту, чтобы возместить заемные средства, вложенные в проект. Эти значения должны быть как минимум >1 , что означает, что свободных денежных потоков по проекту будет достаточно для погашения задолженности.

7.2 Фотоэлектрические парки

Крупномасштабные фотоэлектрические системы, также известные как **солнечные фотоэлектрические парки** обычно проектируются для поставки энергии в электросеть. Они отличаются от большинства монтированных на крыше и других децентрализованных солнечных систем, потому что они поставляют объемную мощность на уровне коммунального значения, а не к локальному пользователю. Обычно мощные фотоэлектрические станции являются типом проектов, в которые инвестируют большинство институциональных инвесторов и девелоперов.

Как уже отмечалось в предыдущих главах, **наземные ФЭ-парки в настоящее время строятся в России либо на основании положений Постановления 449** (оптовый рынок, федеральные тендеры), **либо Постановления 47** (розничный рынок, региональные тендеры). Что касается выплат, то принципы Постановления 449 и 47 различаются, главным образом, типом этих выплат: В то время как в соответствии с Постановлением 449 осуществляется плата за мощность (МВт), в соответствии с Постановлением 47 - оплата совершается за выработку электроэнергии (в МВт*ч). **В данном отчете расчеты для солнечных парков производились исходя из предположения, что они построены в соответствии с положениями Постановления 47** регионального розничного рынка, целью которого является компенсация 5% потерь в сетях за счёт выработки с ВИЭ объектов по регулируемым тарифам за кВт*ч.

Тем не менее, оба нормативных акта также содержат сходные положения: проекты утверждаются на основе конкурсных отборов, при этом инвестиционные затраты (CAPEX) играют ключевую роль в оценке конкурсных предложений и расчете предоставленной поддержки. Кроме того, оба постановления содержат важные положения о требованиях к локализации оборудования (70%), минимальные требования к коэффициенту производительности (14%), срок выплат (за мощность или энергию) - 15 лет и базовый уровень нормы доходности - 12%.

Учитывая эту схожесть, можно сделать выводы о проектах, построенных на основании Постановления 449, которое не направлено на компенсацию потерь в сетях, но может рассматриваться как основной инструмент для создания национальной фотоэлектрической промышленности и увеличения доли ВИЭ в энергомиксе. Мы также рассчитали ежегодную плату за мощность, которая будет соответствовать установленному тарифу для покупки энергии от ВЭС в целях покрытия потерь в сетях.

В отношении данного бизнес-сегмента были проведены следующие 2 детальных анализа рентабельности:

1. ФЭ парк мощностью 10 МВт в Краснодарском крае без системы накопителей энергии
2. ФЭ парк мощностью 5 МВт в Башкортостане с системой аккумулирования энергии

7.2.1 Фотоэлектрические парки без системы накопителей

Анализ рентабельности (вводимые данные, результаты, сценарии, чувствительность)

Ниже представлен анализ рентабельности крупного фотоэлектрического проекта (10 МВт).

Рисунок 53 Обзор проекта - Крупный фотоэлектрический парк (Краснодарский край)

ФЭ Проект			ФЭ бизнес-модель		
Размер ФЭ системы	кВт пик	10,000	Регулируемый тариф	100%	РУБ/кВт*ч 6.50
Удельные расходы	РУБ/кВт пик	75,000	Коэффициент производительности	%	14.00%
Субсидии	РУБ	-	Достигнутый средний коэффициент производительности	%	14.17%
Общие затраты	РУБ	750,000,000	Сборы	РУБ/кВт*ч	-
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	15,000,000	Розничная цена электроэнергии	РУБ/кВт*ч	3.50
Переменные эксплуатационные расходы	РУБ/кВт*ч	-	Штраф за недопоставку	РУБ/кВт*ч	-
			Корректировка на инфляцию	%	-
			Расчетная средняя плата за мощность	РУБ/кВт*пик/год	8,008
Выработка от ФЭС			Результаты		
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1,600	Чистая приведенная стоимость NPV	РУБ	19,968,196
Фактор производительности	%	82%	ВНД Проекта (IRR)	%	10.93%
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,312	ВНД собственного капитала	%	13.30%
Износ	% в год	0.70%	Амортизация дисконтированный срок окупаемости	Лет	14.00
			Срок окупаемости недисконтированный	Лет	10.50
			LCOE (без субсидий)	РУБ/кВт*ч	8.90
			Мин. DSCR**	x	1.06 x
			Мин. LLCR***	x	1.06 x
			* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии		
			** DSCR: коэффициент покрытия долга		
			*** LLCR: срока кредитного договора		
Инвестиции					
Цикл проекта	Лет	20			
Выплата регулируемого тарифа	Лет	15			
Собственный капитал	РУБ	170,093,832			
Задолженность (займ)	80%	РУБ 600,000,000			
Срок займа	Лет	10			
Процентная ставка	%	9.75%			
Ставка дисконтирования	%	12.00%			
Уровень инфляции	%	3%			

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Выбор площадки основан на многих соображениях, например, находится ли фотоэлектрическая установка вблизи от сети, и является ли процесс получения соглашения о подключении к сети прозрачным и предсказуемым. Принятая солнечная радиация наблюдается (инсоляция) в Краснодарском крае.

Анализ солнечных ресурсов и прогнозируемой энергетической отдачи является критически важным вкладом в финансовый анализ. Показатель инсоляции является важным параметром, определяющим (наряду с капитальными затратами и тарифом) финансовую жизнеспособность проекта. Прогнозная энергетическая выработка моделируется в течение всего срока эксплуатации фотоэлектрической системы. Суммарные затраты на систему отражают текущие благоприятные мировые рыночные цены на фотоэлектрические компоненты. Крупные фотоэлектрические станции проектируются с использованием **децентрализованной или централизованной инверторной фотоэлектрической технологии.**

Инверторы с центральным управлением обеспечивают высокую надежность и простоту монтажа. Как правило, центральные инверторы являются трехфазными и могут включать в себя сетевые частотные трансформаторы.

В отличие от них, концепция стринг (string) инвертора состоит в использовании нескольких инверторов для нескольких цепей модулей. Стринг-инверторы обеспечивают отслеживание точки максимума мощности (MPPT) в ряде, причем все ряды должны быть независимыми друг от друга. Эта функция полезна в случаях, если

модули не могут быть установлены с одной и той же ориентацией, или когда используются модули с разными спецификациями, или когда возникают проблемы с затенением.

Стринг инверторы, которые обычно используются в одно- или трехфазном режиме, могут обслуживаться и заменяться персоналом, не являющимся профессионалами, а запасные стринговые инверторы практически хранить на территории объекта. Это позволяет легко справляться с непредвиденными обстоятельствами, как, например, в случае отказа инвертора. Для сравнения, отказ крупного центрального инвертора, с длительным сроком ремонта, может привести к значительной потере выработки до момента, когда его можно будет заменить.

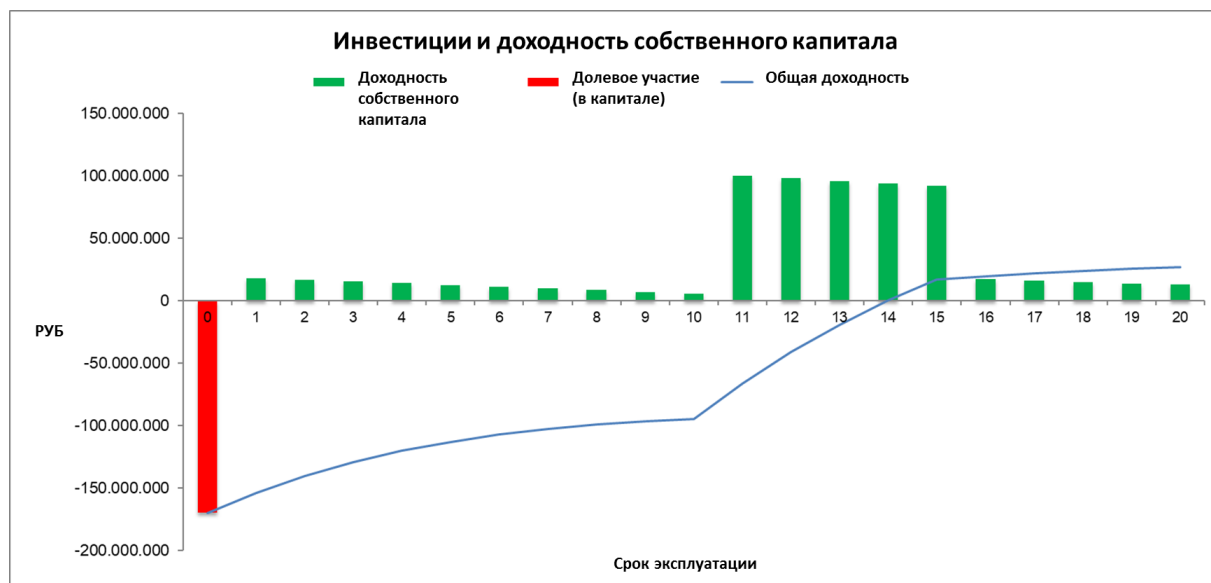
Предположения относительно условий финансирования соответствуют возможным срокам и условиям на январь 2020 года. Срок службы системы установлен на довольно консервативные 20 лет, однако увеличение срока службы фотоэлектрических модулей до 25 лет также было бы разумным. Все денежные потоки, включая финансирование в этом первом случае, выражены в рублях, процентные ставки и уровень инфляции также выражены в рублях. Информация о базовом регулируемом тарифе, подлежащем оплате, приведена в главе 2.1.2.3 настоящего исследования.

Финансовые результаты для данной модели

Как показано на Рисунок 53, **дисконтированный срок окупаемости составляет около 14 лет (меньше, если денежные потоки не дисконтируются), показатель ВНД капитала составляет 13.3%, а показатель ВНД проекта - около 11%**. Обратите внимание, что оба значения представляют собой приблизительные значения к целевым значениям, установленным в положениях Постановлений 47 и 449: проекты должны окупаться в течение срока выплаты регулируемого тарифа. Кроме того, уровень доходности для инвестора составляет около 12%. ВНД — это не строгий показатель доходности проекта, а расчетная теоретическая процентная ставка, которая приведет дисконтированные денежные потоки к 0.

Тем не менее, с учетом того, что на основании положений самого постановления неясно, что имеется в виду под доходом инвестора (доходность инвестиций, доходность акционерного капитала, реальная норма доходности или номинальная), ВНД кажется достаточно хорошей аппроксимацией для целей данного отчета. Входным параметром в модель, определяющим срок окупаемости, является регулируемый тариф, который выплачивается ежемесячно. С учетом реализации электроэнергии на розничном рынке и сохранения стабильности других входных параметров, регулируемый тариф соответствует 6.5 руб/кВт*ч, рассчитанному на 15 лет. **Если бы проект был реализован в соответствии с положениями постановления 449, расчетный тариф на мощность соответствовал бы примерно 8,000 рублей/кВт пик в год (112 евро/кВт пик в год) или, поскольку в действительности тарифы платятся в месяц и за МВт, примерно 667,500 рублей/МВт пик в месяц (9,345 евро/МВт пик в месяц)**. Денежный поток в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 54 Инвестиции и доходность капитала - крупные фотоэлектрические парки (Краснодарский край)

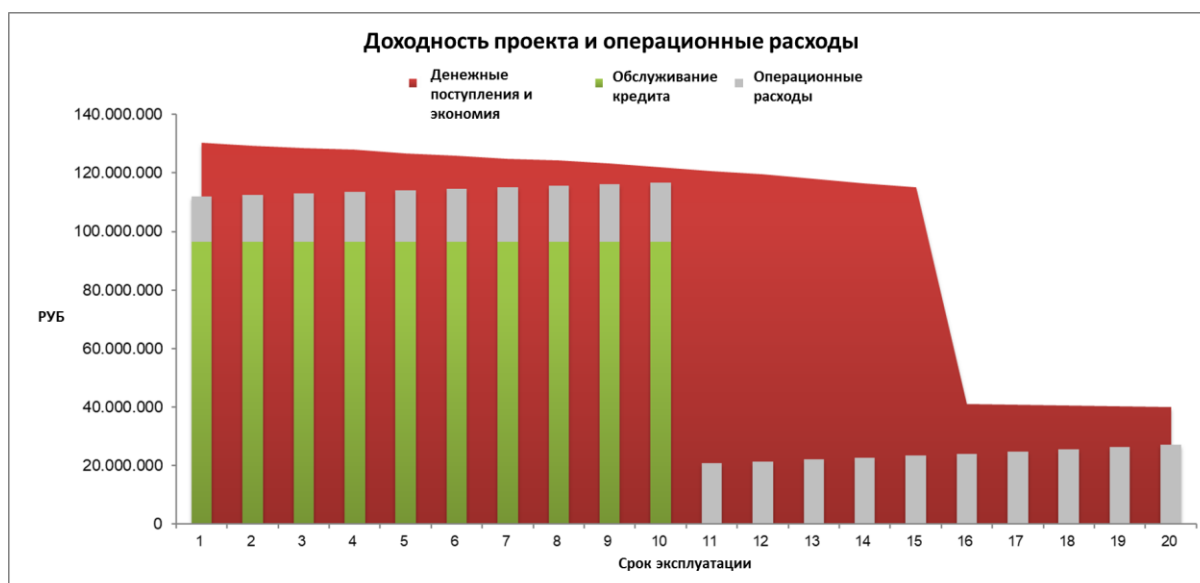


Источник: eclareon, 2020

В связи с падением КПД ФЭ модулей и отсутствием корректировки на инфляцию для регулируемого тарифа, годовая доходность собственного капитала постепенно сокращаются. Внезапное увеличение после 10 года вызвано окончанием срока погашения задолженности и полным погашением кредита. Снижение в 16 году объясняется окончанием периода выплат регулируемого тарифа. Спустя 15 лет проект продолжает приносить доход, но исключительно за счет продаж электроэнергии на розничном рынке. Для этого расчета, в отличие от немецких цен на электроэнергию, была выбрана достаточно низкая розничная рыночная цена - 3.5 руб. за кВт*ч на весь срок реализации проекта. В зависимости от региона и группы потребителей эта цена может варьироваться, но необходимо учитывать, что положения Постановления 47 гласят, что после прекращения платежей по регулируемым тарифам солнечные фотоэлектрические станции должны привести к снижению розничных рыночных цен.

Резкое снижение доходов после 15 года также показано на следующем графике, который, кроме того, показывает снижение реальных доходов, так как операционные расходы увеличиваются в зависимости от инфляции, в то время как доходы основываются на стабильной цене продажи электроэнергии, а производительность установки естественным образом снижается с течением времени по мере износа оборудования и снижения производительности установки (0.7% в год).

Рисунок 55 Доходность проекта - крупные фотоэлектрические парки (Краснодарский край)



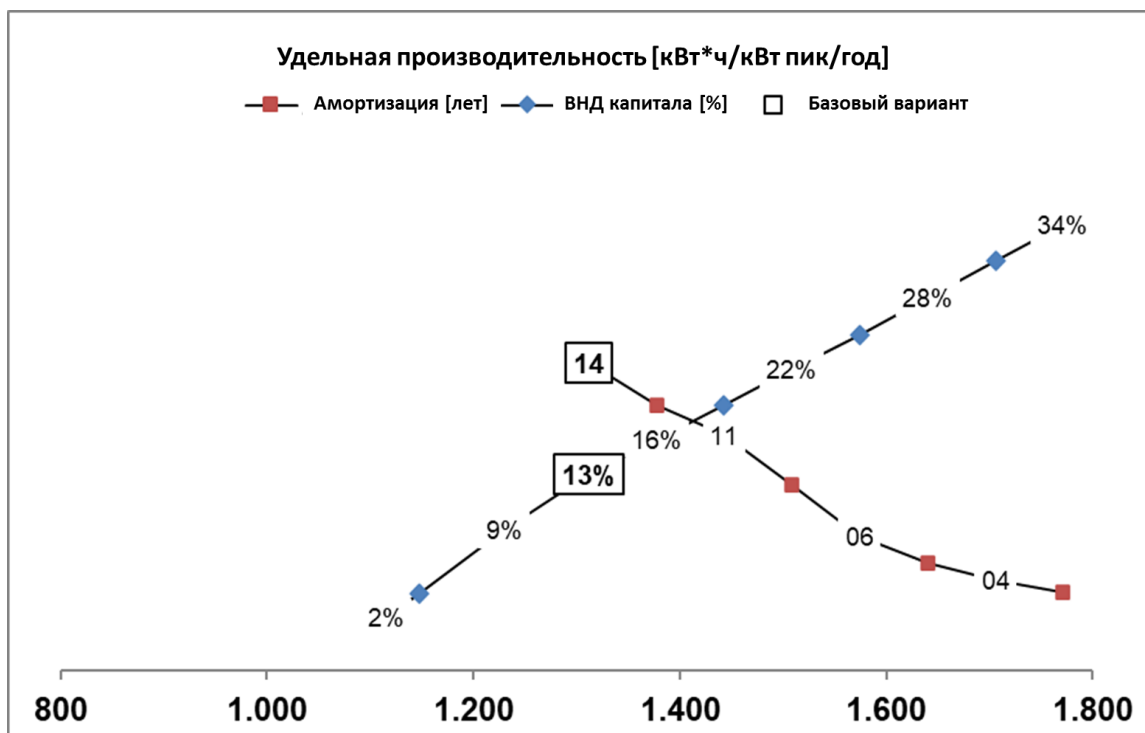
Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

На следующих рисунках показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: дисконтированный срок окупаемости (Амортизация) и рентабельность собственного капитала (ВНД капитала) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной схемы. На рисунках показано, какие изменения в отдельных сценариях особенно сильно влияют на рентабельность инвестиций (→ высокая чувствительность). Этот факт необходимо тщательно контролировать при осуществлении инвестиций.

Удельная производительность, показанная ниже, представляет собой киловатт-часы, произведенные фотоэлектрической системой на кВт пик установленной мощности и в год. Она рассчитывается на основе солнечного излучения, умноженного на коэффициент производительности фотоэлектрической системы. Этот коэффициент, который всегда меньше 1, включает в себя технические условия для эффективной эксплуатации фотоэлектрической системы, эффективность, ориентацию и наклон фотоэлектрических модулей, возможное затенение и т.д.

Рисунок 56 Удельная производительность крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)



Источник: eclareon, 2020

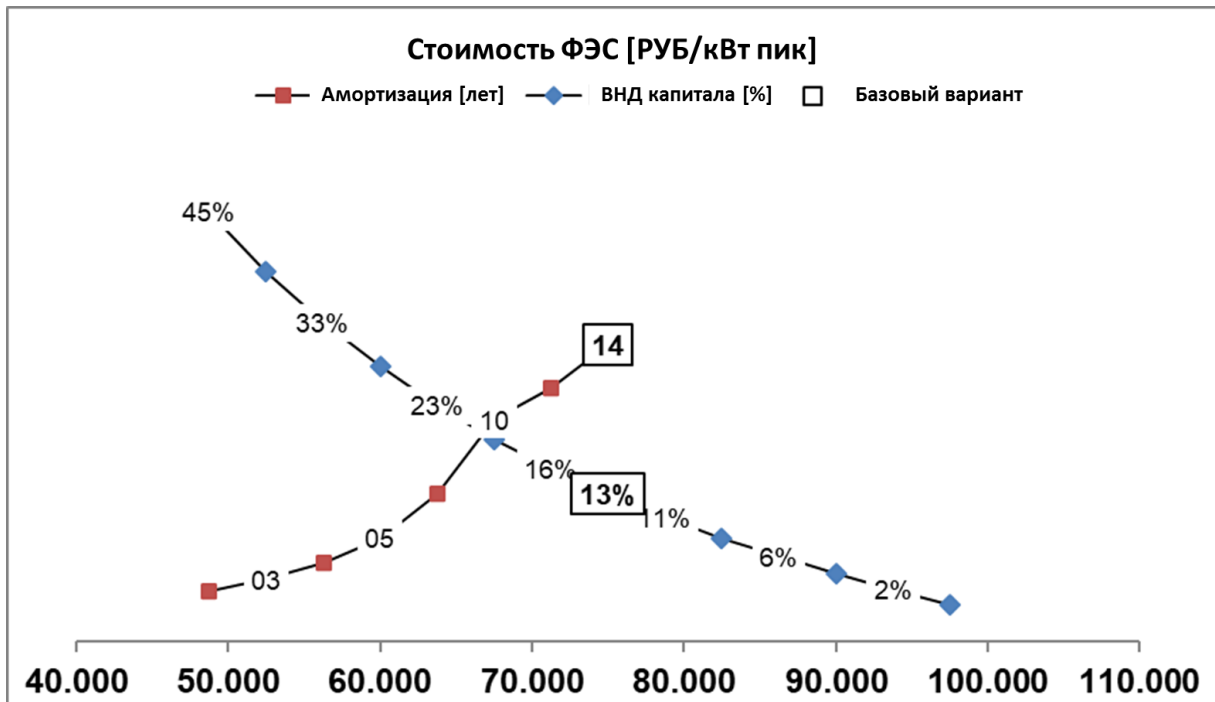
Одна и та же электростанция в 3 других регионах дала бы следующие результаты:

Сценарий	Инсоляция	Окупаемость	ЧПС (чистая приведенная стоимость)
Калининград	1,066	нд	(207,690,919)
Ульяновск	1,148	нд	(130,631,910)
Башкортостан	1,230	нд	(49,307,830)

При прочих равных условиях чистая приведенная стоимость (NPV) для одной и той же системы будет отрицательной, и ее нельзя будет вернуть, учитывая более низкие показатели иррадиации. В случае обеспечения аналогичных результатов по срокам окупаемости и ВНД необходимо было бы увеличить регулируемый тариф и/или сочетать его с более низкими инвестиционными затратами (CAPEX), чего можно было бы добиться, например, путем предоставления прямых региональных субсидий.

Возвращаясь к использованию более благоприятного солнечного излучения на территории Краснодарского края, можно отметить, что влияние изменения других ключевых входных параметров на коэффициент окупаемости собственного капитала и срок окупаемости оказали следующие результаты:

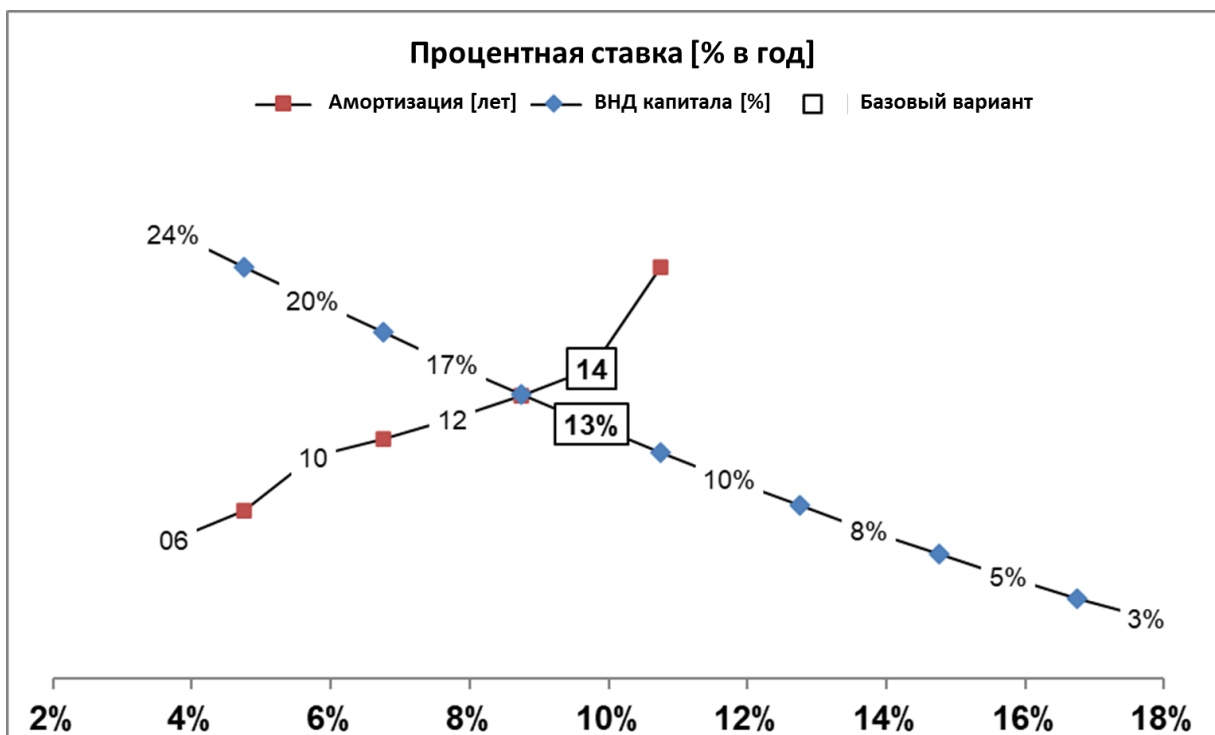
Рисунок 57 Чувствительность стоимости крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)



Источник: eclareon, 2020

Рентабельность проектов в значительной степени зависит от доходности, регулируемого тарифа и стоимости системы в связи с их сильным влиянием на выручку и общие затраты.

Рисунок 58 Чувствительность процентной ставки по кредиту для крупного фотоэлектрического парка (Краснодарский край)



Источник: eclareon, 2020

По сравнению с другими примерами, долговой рычаг в 80% довольно высок, а срок погашения кредита составляет 10 лет, поэтому мы видим сильное влияние и на процентную ставку. Процентная ставка по кредиту в базовом случае предполагается на

уровне 10%. Из анализа чувствительности видно, что проект не выдерживает гораздо более высоких процентов, если другие входные параметры остаются неизменными.

7.2.2 Фотоэлектрические парки с системой накопителей

В настоящее время в Башкортостане планируется построить 2 новые СЭС (см. также раздел 5.4.1). Проекты будут реализованы (по найденным в открытом доступе данным) со следующими целевыми параметрами:

- Установленная мощность парков: 5 МВт каждый,
- Планируемый накопитель энергии: 4 МВт*ч
- Капвложения: 102,990 РУБ/кВт пик;
- Планируемый срок возврата инвестиций: 15 лет,
- ВНД: 12%
- Плановые затраты на производство 1 кВт*ч составляют 13.87 руб/кВт*ч./мес за вычетом строительных работ в чистом виде; планируемая годовая выработка 6,351 МВт*ч (более 6 МВт*ч).

В соответствии с этими целевыми данными eclareon смоделировал фотоэлектрический парк мощностью 5 МВт пик с системой накопителей.

Анализ рентабельности (вводимые данные, результаты, сценарии, чувствительность)

Ниже представлен анализ рентабельности крупного фотоэлектрического проекта (5 МВт) с системой накопителей.

Рисунок 59 Обзор проекта - Крупный фотоэлектрический парк с системой накопителей (Башкортостан)

ФЗ Проект			ФЗ бизнес-модель		
Размер ФЭ системы	кВт пик	5,000	Регулируемый тариф	100%	РУБ/кВт*ч 13.50
Удельные расходы без накопителя	РУБ/кВт пик	80,000	Коэффициент производительности	%	14.00%
Удельные расходы на накопитель	РУБ/кВт*ч	30,000	Достигнутый средний коэффициент производительности	%	13.28%
Субсидии	РУБ	-	Сборы	РУБ/кВт*ч	-
Емкость накопителя	кВт*ч	4,052	Розничная цена электроэнергии	РУБ/кВт*ч	3.00
Общие затраты	РУБ	521,567,808	Штраф за недопоставку	РУБ/кВт*ч	-
Общие затраты на кВт пик	РУБ/кВт пик	104,314	Корректировка на инфляцию	%	-
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	10,431,356	Расчетная средняя плата за мощность	РУБ/кВт*пик/год	14,919
Переменные эксплуатационные расходы	РУБ/кВт*ч	-			
Выработка от ФЭС			Результаты		
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1,500	Чистая приведенная стоимость NPV	РУБ	8,484,282
Фактор производительности	%	82%	ВНД Проекта (IRR)	%	11.06%
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,230	ВНД собственного капитала	%	13.09%
Износ	% в год	0.70%	Амортизация дисконтированный срок окупаем	Лет	13.35
			Срок окупаемости недисконтированный	Лет	6.97
Инвестиции			LCOE (без субсидий)	РУБ/кВт*ч	14.42
Цикл проекта	Лет	20	Мин. DSCR**	x	(0.09 x)
Выплата регулируемого тарифа	Лет	15	Мин. LLCR***	x	0.67 x
Собственный капитал	РУБ	113,961,325			
Задолженность (займ)	80%	РУБ 417,254,247			
Срок займа	Лет	10			
Процентная ставка	%	10.25%			
Ставка дисконтирования	%	12.00%			
Уровень инфляции	%	3%			

* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии

** DSCR: коэффициент покрытия долга

*** LLCR: срока кредитного договора

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Принятая солнечная радиация является наилучшей в Башкортостане. Анализ использования солнечных ресурсов и прогнозируемой энерговыработки является критическим вкладом в финансовый анализ.

Предположения относительно условий финансирования соответствуют возможным срокам и условиям на январь 2020 года. Срок службы системы, как и прежде, установлен на уровне 20 лет. Все денежные потоки, включая финансирование в первом случае, выражены в рублях, процентные ставки и уровень инфляции также выражены в рублях. Информация о базовом регулируемом тарифе, приведена в главе 2.1.2.3.

Финансовые результаты для данной модели

Как показано на Рисунок 59, **дисконтированный срок окупаемости составляет около 13 лет (меньше, если денежные потоки не дисконтируются), показатель ВНД капитала составляет 13.1%, а показатель ВНД проекта - около 11%**. Обратите внимание, что оба значения представляют собой приблизительные значения к целевым значениям, установленным в положениях Постановлений 47 и 449: проекты должны окупаться в течение срока выплаты регулируемого тарифа. Кроме того, уровень доходности для инвестора составляет около 12%. ВНД - это не строгий показатель доходности проекта, а расчетная теоретическая процентная ставка, которая приведет дисконтированные денежные потоки к 0.

Тем не менее, с учетом того, что на основании положений самого постановления неясно, что имеется в виду под доходом инвестора (доходность инвестиций, доходность акционерного капитала, реальная норма доходности или номинальная), ВНД кажется достаточно хорошей аппроксимацией для целей данного отчета. Входным параметром в модель, определяющим срок окупаемости, является регулируемый тариф, который выплачивается ежемесячно. С учетом реализации электроэнергии на розничном рынке и сохранения стабильности других входных параметров, регулируемый тариф соответствует 12.5 руб/кВт*ч, рассчитанному на 15 лет. **Если бы проект был реализован в соответствии с положениями постановления 449, расчетный тариф на мощность соответствовал бы примерно 15,000 рублей/кВт пик в год (210 евро/кВт пик в год).**

Как регулируемый тариф, так и плата за мощность выше, чем в предыдущей бизнес-модели 10 МВт пик в Краснодаре. Причина этого заключается в том, что требуемые капитальные затраты на кВт пик для парка мощностью 5 МВт пик с накопителем выше, чем для парка мощностью 10 МВт без накопителя. Кроме того, солнечное излучение менее благоприятно в Башкортостане, поэтому при сохранении ВНД и сниженных сроках окупаемости, сопоставимых с первым случаем, цена за кВт пик или за кВт*ч должна быть выше. Денежный поток собственного капитала в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 60 Инвестиции и доходность капитала - крупные фотоэлектрические парки с системой накопителей энергии (Башкортостан)



Источник: eclareon, 2020

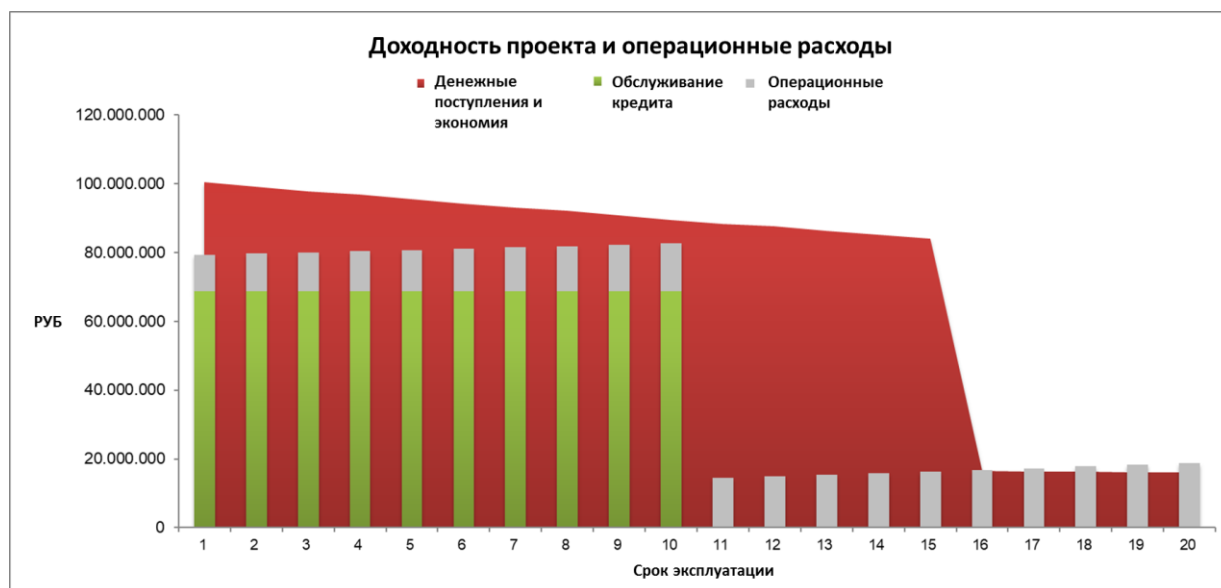
В связи с падением КПД ФЭ модулей и отсутствием корректировки на инфляцию для регулируемого тарифа, годовая доходность собственного капитала постепенно сокращаются. Внезапное увеличение после 10 года вызвано окончанием срока погашения задолженности и полным погашением кредита. Снижение в 16 году объясняется окончанием периода выплат регулируемого тарифа. Спустя 15 лет проект продолжает приносить доход, но исключительно за счет продаж электроэнергии на розничном рынке. Для этого расчета, в отличие от немецких цен на электроэнергию, была выбрана достаточно низкая розничная рыночная цена - 3 руб. за кВт*ч на весь срок реализации проекта. В зависимости от региона и группы потребителей эта цена может варьироваться, но необходимо учитывать, что положения Постановления 47 гласят, что после прекращения платежей по регулируемым тарифам солнечные фотоэлектрические станции должны привести к снижению розничных рыночных цен. Для данной бизнес-модели цена на розничном рынке была установлена еще ниже, чем при расчете предыдущей бизнес-модели в Краснодаре, чтобы учесть тот факт, что цены на электроэнергию в Башкортостане, как правило, ниже, чем в Краснодаре, хотя и с небольшой разницей. Отрицательные инвестиции в красном цвете в 8 и 16 годах вызваны необходимостью замены аккумуляторов. В расчеты включено снижение расходов на системы накопителей энергии в будущем. Инвестиции в приобретение аккумуляторов также влияют на коэффициенты покрытия расходов на обслуживание долга (DSCR и LLCR): учитывая дополнительные расходы на замену аккумуляторов, только денежные потоки по проекту не позволят обеспечить обслуживание долга во всех периодах в течение срока действия кредита.

Интересное наблюдение можно сделать за 17-й год: после того, как через 15 лет прекратятся выплаты по регулируемым тарифам, прибыль, основанная только на низких рыночных ценах, приведет к отрицательным денежным потокам. Это может послужить для оператора ФЭС стимулом к остановке электростанции до окончания срока ее эксплуатации, если никакие другие причины, такие как договорные обязательства по эксплуатации электростанции в течение минимального периода времени, не помешают ему сделать это.

Резкое снижение доходов после 15 года также отражено на следующем графике, который, кроме того, показывает снижение реальных доходов, так как операционные расходы увеличиваются на основе инфляции, в то время как доходы основываются на стабильной цене продажи электроэнергии, а производительность установки

естественным образом снижается с течением времени по мере износа оборудования и снижения производительности установки (0.7% в год).

Рисунок 61 Доходность проекта - крупные фотоэлектрические парки с системой накопителей энергии (Башкортостан)



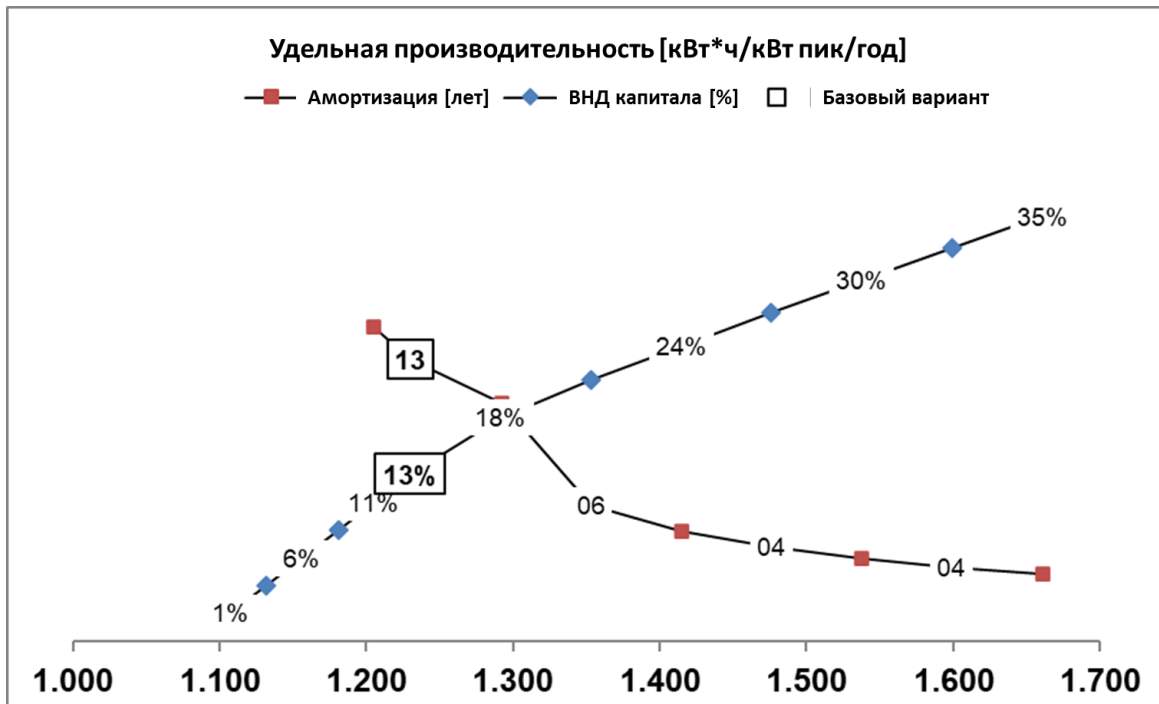
Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

На следующих рисунках показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: дисконтированный срок окупаемости (Амортизация) и рентабельность собственного капитала (ВНД капитала) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной схемы. На рисунках показано, какие изменения в отдельных сценариях особенно сильно влияют на рентабельность инвестиций (→ высокая чувствительность). Этот факт необходимо тщательно контролировать при осуществлении инвестиций.

Удельная производительность, показанная ниже, представляет собой киловатт-часы, произведенные фотоэлектрической системой на кВт пик установленной мощности и в год. Она рассчитывается на основе солнечного излучения, умноженного на коэффициент производительности фотоэлектрической системы. Этот коэффициент, который всегда меньше 1, включает в себя технические условия для эффективной эксплуатации фотоэлектрической системы, эффективность, ориентацию и наклон фотоэлектрических модулей, возможное затенение и т.д.

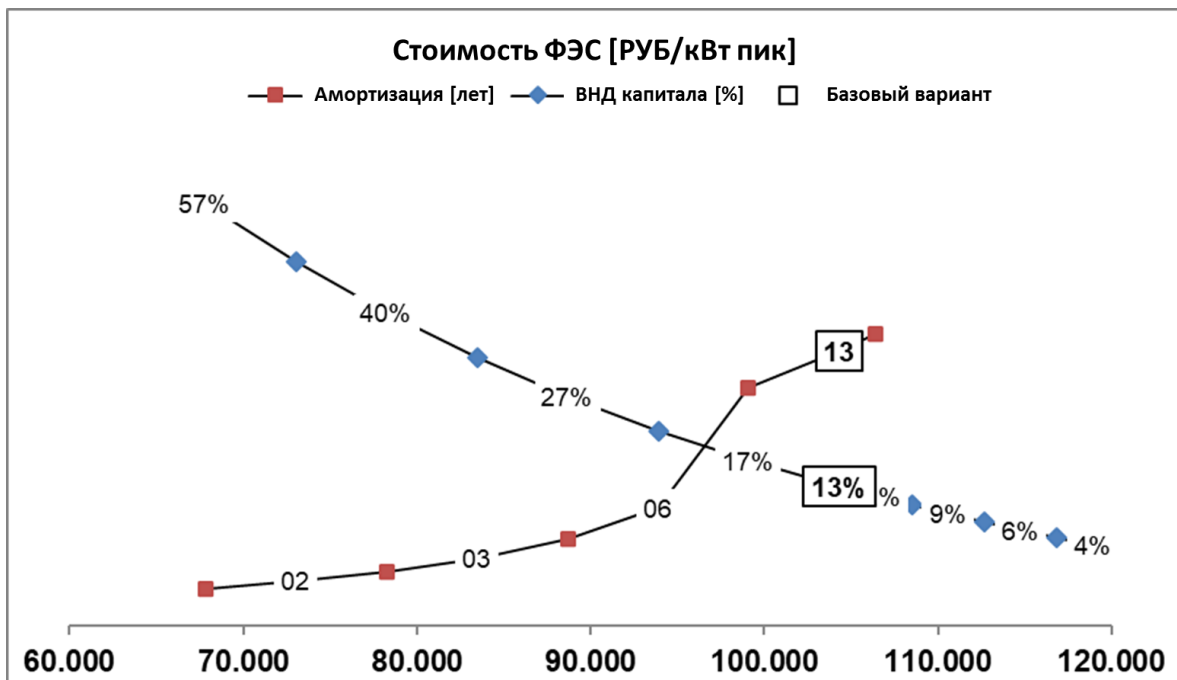
Рисунок 62 Удельная производительность крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)



Источник: eclareon, 2020

На следующих рисунках показано влияние изменения других ключевых входных параметров на ВНД капитала и срок окупаемости:

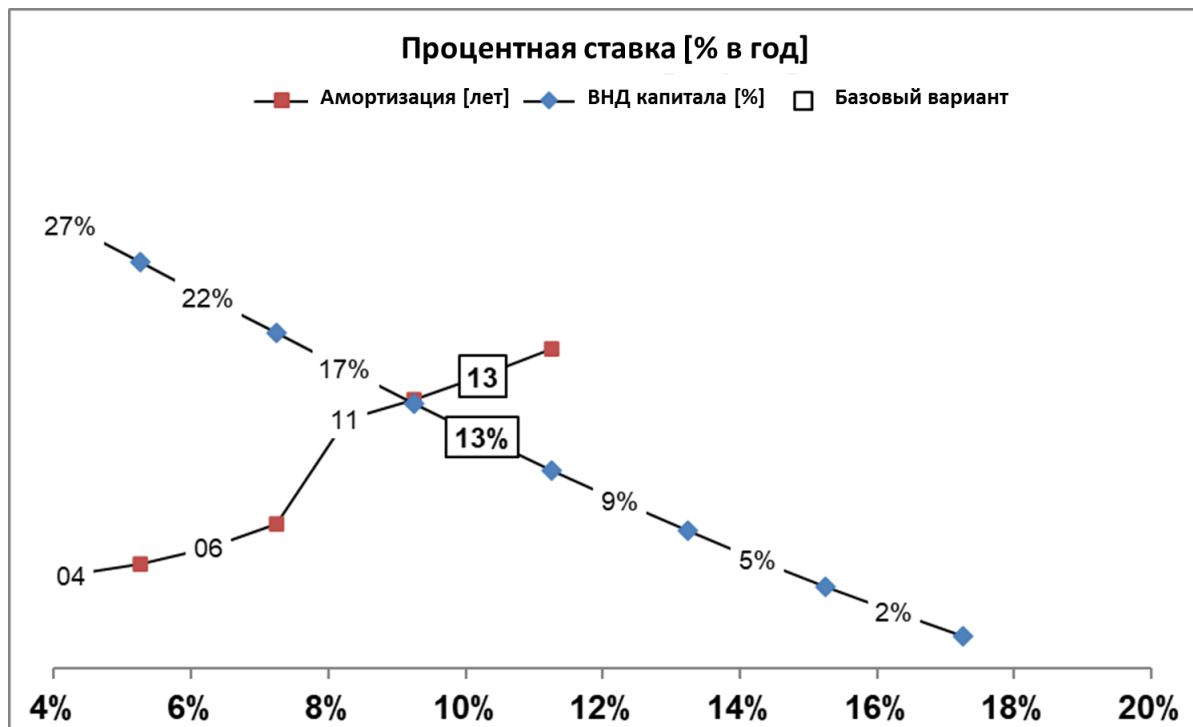
Рисунок 63 Чувствительность стоимости крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)



Источник: eclareon, 2020

Рентабельность проектов в значительной степени зависит от доходности, регулируемого тарифа и стоимости системы в связи с их сильным влиянием на выручку и общие затраты.

Рисунок 64 Чувствительность процентной ставки по кредиту для крупного фотоэлектрического парка с системой накопителей энергии (Башкортостан)



Источник: eclareon, 2020

По сравнению с другими примерами, долговой рычаг в 80% довольно высок, а срок погашения кредита составляет 10 лет, поэтому мы видим сильное влияние и на процентную ставку. Процентная ставка по кредиту в базовом случае предполагается на уровне 10%. Из анализа чувствительности видно, что проект не выдерживает гораздо более высоких процентов, если другие входные параметры остаются неизменными.

7.3 Гибридная солнечно-дизельная система

Дизельная гибридная система с солнечными батареями объединяет мощность фотоэлектрических батарей и дизель-генераторов. Система управления перераспределяет энергию таким образом, чтобы максимизировать вклад фотоэлектрических модулей в нагрузку и свести к минимуму работу дизельных генераторов. При наличии нескольких генераторов и достаточной мощности фотоэлектрических модулей, система управления полностью отключит некоторые из дизельных генераторов для минимизации расхода топлива.

Большинство потребителей электроэнергии в России подключены к сети и платят относительно низкие цены на электроэнергию. **Тем не менее, дизельные электростанции можно найти во многих отдаленных и изолированных районах, а также в новых населенных пунктах, не имеющих подключения к сетям.** Кроме того, дизельные электростанции используются в качестве резервного решения в тех районах, где сеть является достаточно слабой и, следовательно, потребители подвержены отключениям электричества.

Решения гибрида солнечной генерации с дизельной являются весьма привлекательной альтернативой для существующих дизельных электросетей. Сегодня ФЭ-дизельные гибридные системы могут быть экономически выгодны по сравнению с обычными автономными дизельными электростанциями.

В целом, на рынке доступны два основных базовых системных решения, которые пригодны к использованию и являются коммерчески доступными.

- **Гибридизация без технологии накопления энергии**
- **Гибридизация с технологией хранения энергии**

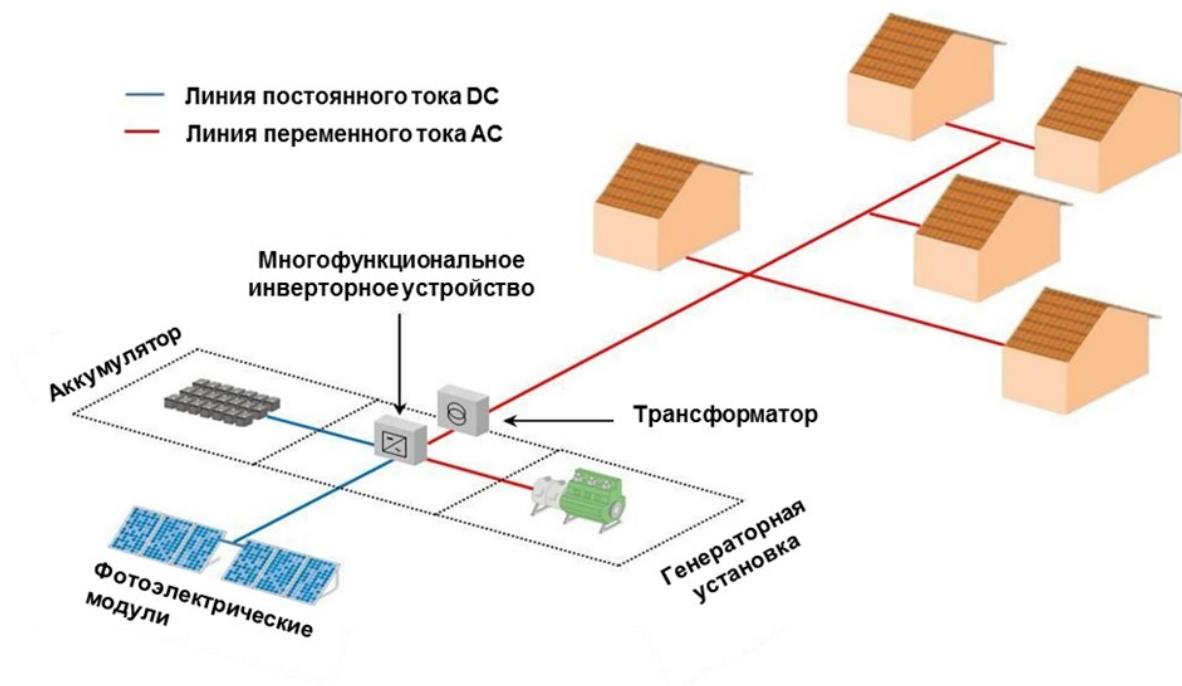
Интеграция фотоэлектрической установки с высокой производительностью ФЭ элементов (соотношение между пиковой мощностью фотоэлектрической установки и номинальной мощностью дизельной генераторной установки) возможна только с дополнительным интеллектуальным блоком управления. Так называемый блок управления экономией топлива может быть интегрирован как в новые, так и в уже существующие системы электроснабжения. Интеграция блока топливосберегающего контроллера обеспечивает значительно более высокий показатель электроснабжения с помощью фотоэлектрических элементов (соотношение между пиковой мощностью фотоэлектрической установки и номинальной мощностью дизельной генераторной установки) - до 60%. Для каждого МВт установленной мощности дизельной генераторной установки можно добавить фотоэлектрическую систему мощностью 600 кВт пик. Контроллер экономии топлива управляет подачей фотоэлектрической энергии, и дизельная генераторная установка остается незадействованной.

Дополнительная интеграция аккумуляторных батарей может компенсировать колебания нагрузки и уровня инсоляции с целью дальнейшего повышения общей эффективности системы за облегчения оптимизированной работы электрогенераторной установки.

Кроме того, имеются такие дополнительные функции, как частотно-зависимое управление активной подачей электроэнергии, стабилизация напряжения, возможность "запуска вслепую" после сбоя в сети и управление перегрузками в сетях. Эти функции направлены на обеспечение возобновляемой энергии теми же характеристиками стабильности для электросетей, какими обладает энергия от традиционных электростанций. С помощью систем накопления энергии можно в любое время получать высококачественную энергию и уравнивать колебания, вызванные быстрым ростом использования солнечной энергии. Эта же система накопления может быть использована и для других целей, например, для бесперебойного электроснабжения. По мере того, как повышается регулируемость и управляемость генераторных установок, количество обычных блоков может быть значительно уменьшено, в то время как будущие требования от электросетей к поставкам энергии в сеть все еще могут быть удовлетворены, а надежность электроснабжения может быть гарантирована в любой момент времени. В зависимости от размера накопителя применяется режим отключения дизельного генератора.

На рисунке ниже показана настройка гибридной системы ФЭ-дизель для электрификации сельских районов.

Рисунок 65 Схема гибридной солнечно-дизельной системы для электрификации сельских районов



Источник: IEA-PVPS T9, 2013

Анализ рентабельности (вводимые данные, результаты, сценарии, чувствительность)

Вариант 1: Гибридная система солнце-дизель без накопителя

Ниже представлен анализ рентабельности гибридной солнечно-дизельной системы без накопителя энергии и с учетом экономии дизельного топлива.

Рисунок 66 Обзор проекта - гибридная система солнце-дизель без накопителя

ФЭ Проект			ФЭ бизнес-модель		
Размер ФЭ системы	кВт пик	250	Прямое потребление ФЭ энергии	%	80%
Удельные расходы без накопителя	РУБ/кВт пик	90,000	Потребление фотоэлектрической энергии через накопитель	%	-
Размер накопителя	кВт*ч	-	Потери в накопителе	%	-
Удельные расходы на накопитель	РУБ/кВт*ч	-	Затраты на топливо	РУБ/литр	46
Общие затраты	РУБ	22,500,000	Себестоимость дизельной генерации	РУБ/кВт*ч	15
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	450,000	Рост цен на топливо	% в год	4%
Переменные операционные расходы	РУБ/кВт*ч	-			

Выработка от ФЭС			Результаты		
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1600	Чистая приведенная стоимость NPV	РУБ	16,130,598
Фактор производительности	%	82%	ВНД Проекта (IRR)	%	19%
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,312	ВНД Собственного капитала (IRR)	%	27%
Износ	% в год	0.70%	Амортизация дисконтированный срок окупаем.	Лет	6.76
			Срок окупаемости недисконтированный	Лет	4.70
			LCOE (без субсидий)	РУБ/кВт*ч	11
			Мин. DSCR**	x	1.49 x
			Мин. LLCR***	x	1.69 x

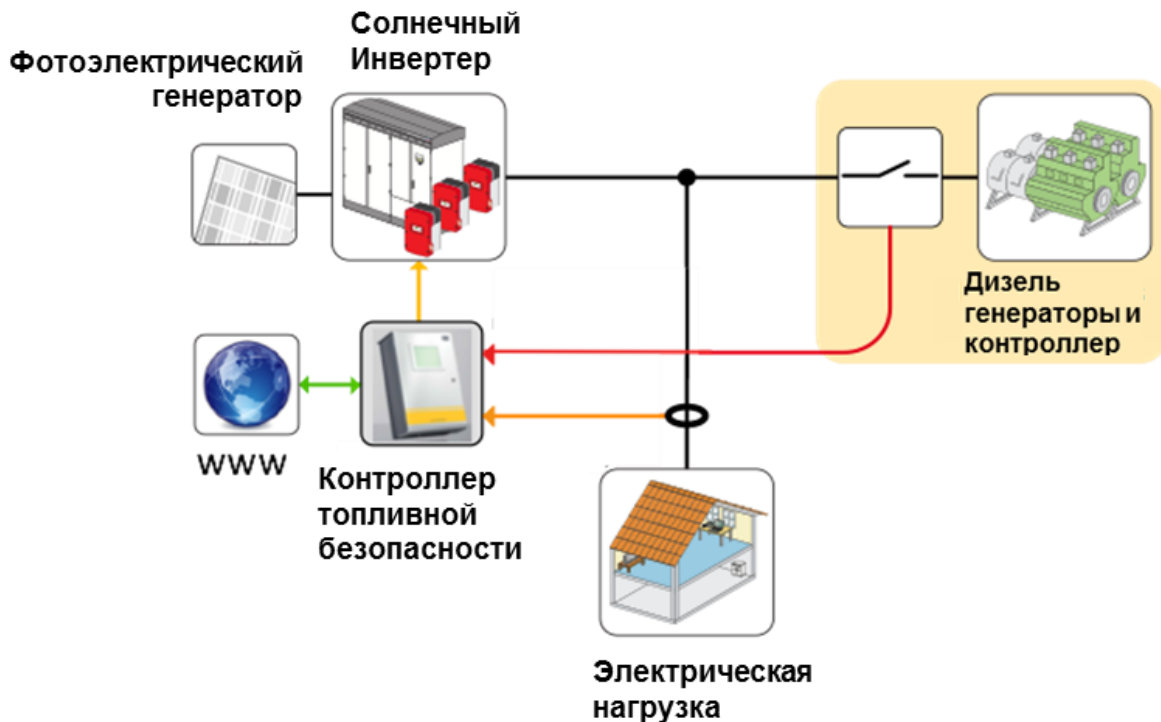
Инвестиции		
Цикл проекта	Лет	25
Собственный капитал	РУБ	7,127,621
Задолженность (займ) 70%	РУБ	15,750,000
Срок займа	Лет	10
Процентная ставка	%	10.25%
Ставка дисконтирования	%	12.00%
Уровень инфляции	%	3%

* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии
 ** DSCR: коэффициент покрытия долга
 *** LLCR: срока кредитного договора

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Рисунок 67 Интеллектуальное и быстрое взаимодействие между нагрузкой, электростанцией и фотоэлектрическим инвертором, блоком управления экономией топлива



Источник: SMA Solar Technology

Дизельная генераторная установка вместе с присоединенной нагрузкой является перекрывающей системой и формирует электрическую распределительную цепь. Это остается в силе, даже если солнечные панели подают энергию в эту энергосеть. ФЭ система может рассматриваться как отрицательная нагрузка. Контроллер экономии топлива управляет не электрогенераторной установкой, а фотоэлектрической системой, чтобы поддерживать генератор в допустимых эксплуатационных условиях.

Дизельные генераторы должны работать не менее чем на 30% установленной мощности, чтобы избежать неэффективной работы. Требуется круглосуточная работа электростанции. Предполагается, что дневной профиль нагрузки (при солнечном свете) будет достаточным для снижения расхода топлива. В целом, рекомендуется доля 60% фотоэлектрической части в установке с контроллером экономии топлива без системы накопителей.

Что касается прямого потребления электроэнергии от солнечной системы: фотоэлектрическая система, которая не подключена ни к сети, ни к аккумулятору, скорее всего, не сможет самостоятельно потреблять всю произведенную электрическую энергию. В бизнес-модели скорость собственного потребления была установлена на уровне 80%, что означает потерю 20% электрической энергии, вырабатываемой фотоэлектрической системой. Это происходит, когда потребность в электричестве падает ниже уровня электричества, генерируемого гибридной фотоэлектрической системой (т.е. вырабатывается энергии больше, чем потребляется).

Допущения в отношении условий финансирования соответствуют возможным срокам и условиям на февраль 2019 года. Оба проекта по производству энергии засчет дизельного топлива (без использования накопителей и с их использованием) также рассчитываются в рублях, так как выручка получена за счет экономии дизельного топлива, которая, как предполагается, будет оплачена в рублях.

Срок службы системы установлен на уровне 25 лет и основан на сроке службы фотоэлектрических модулей. Опять же, солнечное излучение установлено на уровне 1,600 кВт*ч/м2/год, что соответствует уровню излучения в Краснодарском крае.

После анализа цен на дизельное топливо для целевых групп клиентов данного бизнес-кейса мы предположили, что цена составляет около 46 рублей за литр. Это составляет около 15 рублей (0.21 евро) за кВт*ч стоимости генерации при использовании обычных дизельных генераторов, при условии, что производительность генераторной установки составляет 3 кВт*ч/литр. Повышение стоимости топлива составляет 4% в год

Для этого случая, а также для случая с использованием накопителя, не была учтена дополнительная экономия затрат на техническое обслуживание для текущих дизельных генераторов в течение срока службы фотоэлектрических модулей. Эксплуатационные расходы распространяются только на саму фотоэлектрическую систему (включая накопитель), но не распространяются на дизельную генераторную установку. Однако, это представляет собой упрощение, так как можно также рассматривать экономию на обслуживании дизельного генератора в пользу рентабельности инвестиций в фотоэлектрическую энергию, так как некоторые генераторы могут быть отключены после установки фотоэлектрической энергии и, таким образом, снизить затраты на обслуживание и создать дополнительную экономию.

Чем дольше дизель-генераторная установка может быть полностью отключена, тем значительнее экономия затрат на обслуживание дизель-генераторной установки. Это относится и к установке с накопителем, так как такая конфигурация системы позволит фотоэлектрической установке покрыть до 100% нагрузки. Более того, еще одним упрощением является то, что оба случая были рассчитаны для системы мощностью 250 кВт пик, чтобы максимально точно сравнить оба случая.

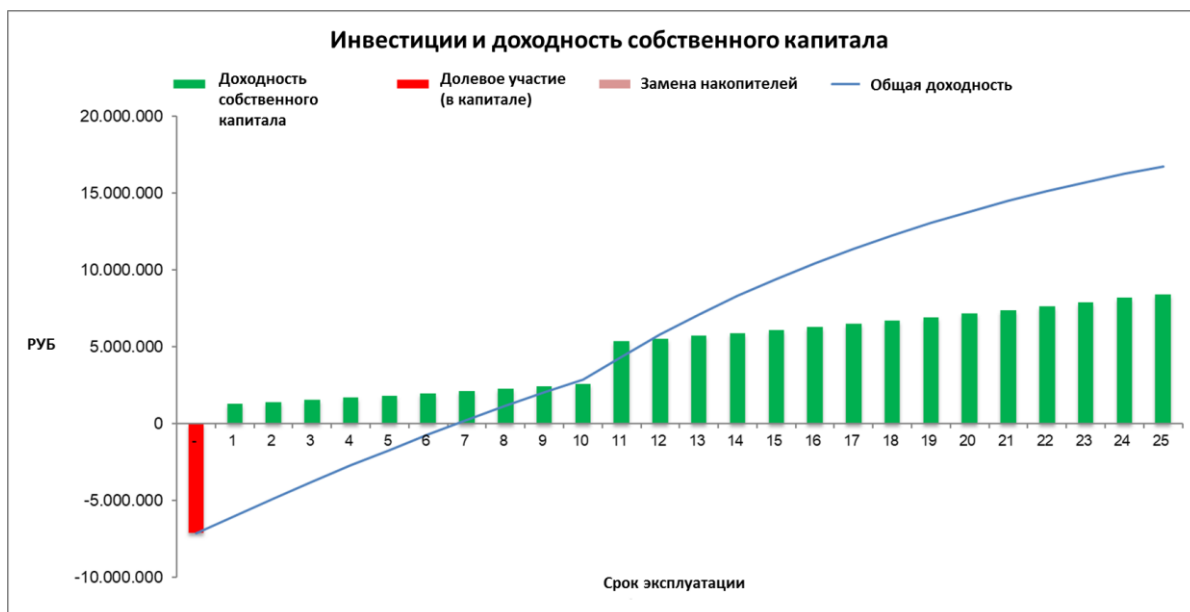
Однако, учитывая конкретный проект с индивидуальным профилем нагрузки и потребления, в установку с технологией хранения энергии можно было бы интегрировать большую долю фотоэлектрической энергии и покрыть до 100%

потребления. Следовательно, установка с аккумулятором была бы больше, что, следовательно, могло бы также привести к экономии за счет эффекта масштаба, что могло бы снизить затраты на систему на 1 кВт пик.

Финансовые результаты для данной модели

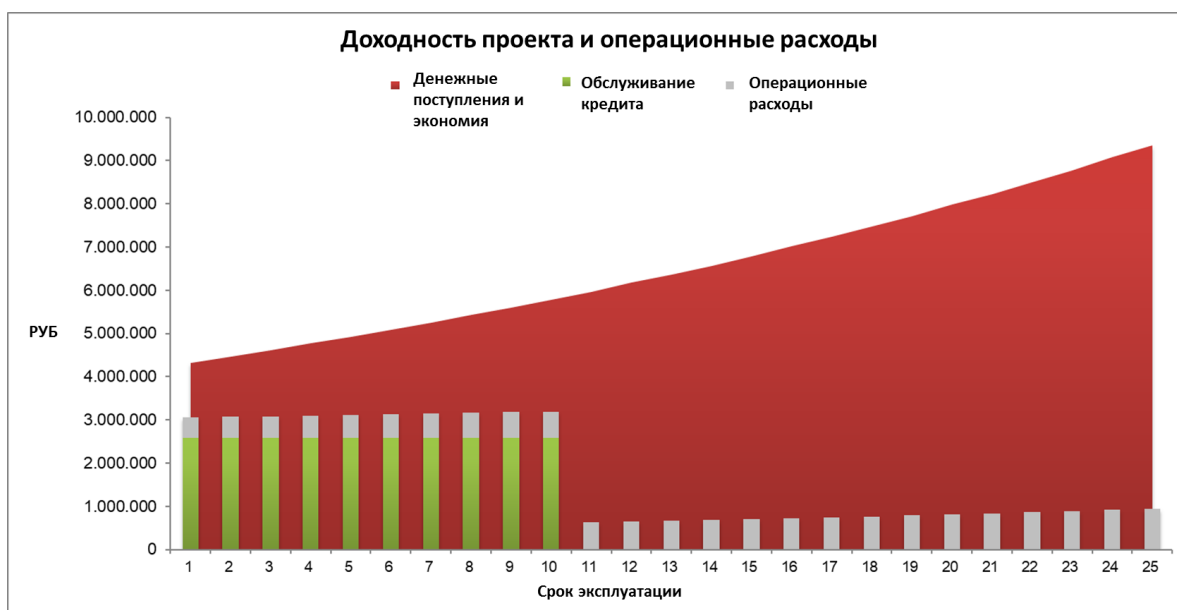
Как видно из Рисунок 66, при наилучших условиях солнечного облучения в Краснодарском крае дисконтированный срок окупаемости **составляет всего 6.8 лет**, а **коэффициент окупаемости собственного капитала - 27%**. Денежный поток в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 68 Инвестиции и доходность капитала - гибридная система солнце-дизель без накопителя



Источник: eclareon, 2020

Рисунок 69 Доходность проекта - гибридная система солнце-дизель без накопителя

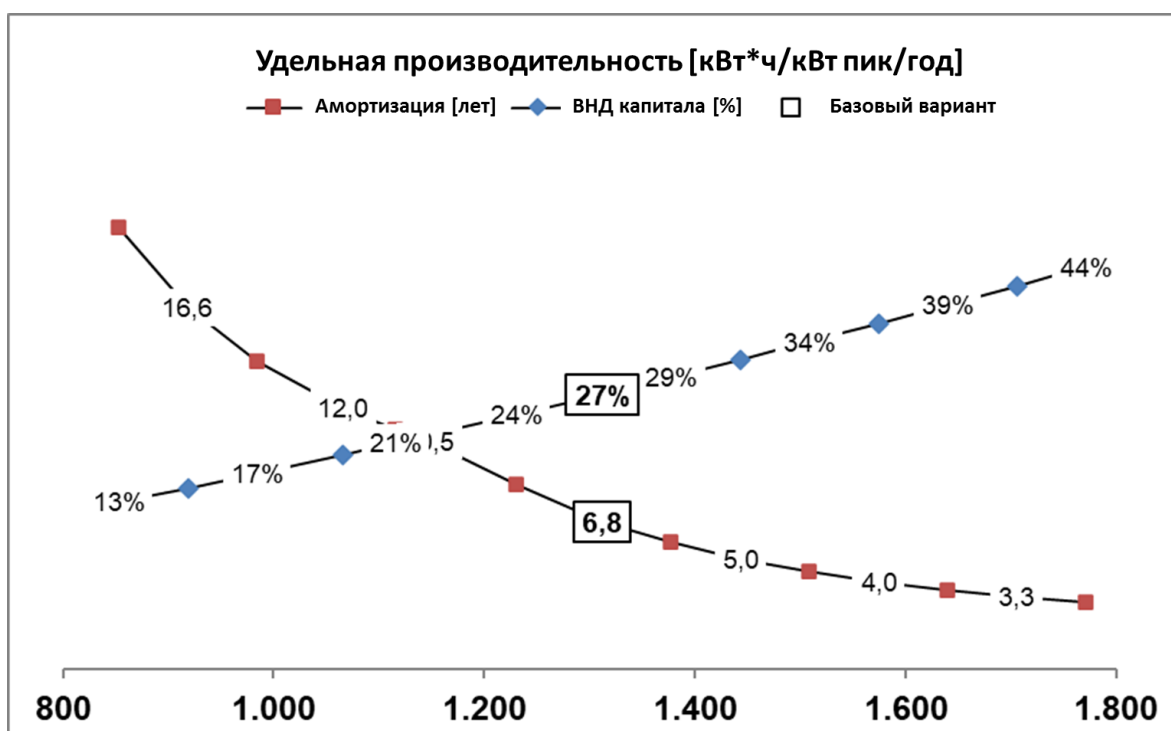


Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

На следующих рисунках показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: дисконтированный срок окупаемости (Амортизация) и рентабельность собственного капитала (ВНД капитала) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной схемы. На рисунках показано, какие изменения в отдельных сценариях особенно сильно влияют на рентабельность инвестиций (→ высокая чувствительность). Этот факт необходимо тщательно контролировать при осуществлении инвестиций.

Рисунок 70 Удельная производительность - гибридная система солнце-дизель без накопителя



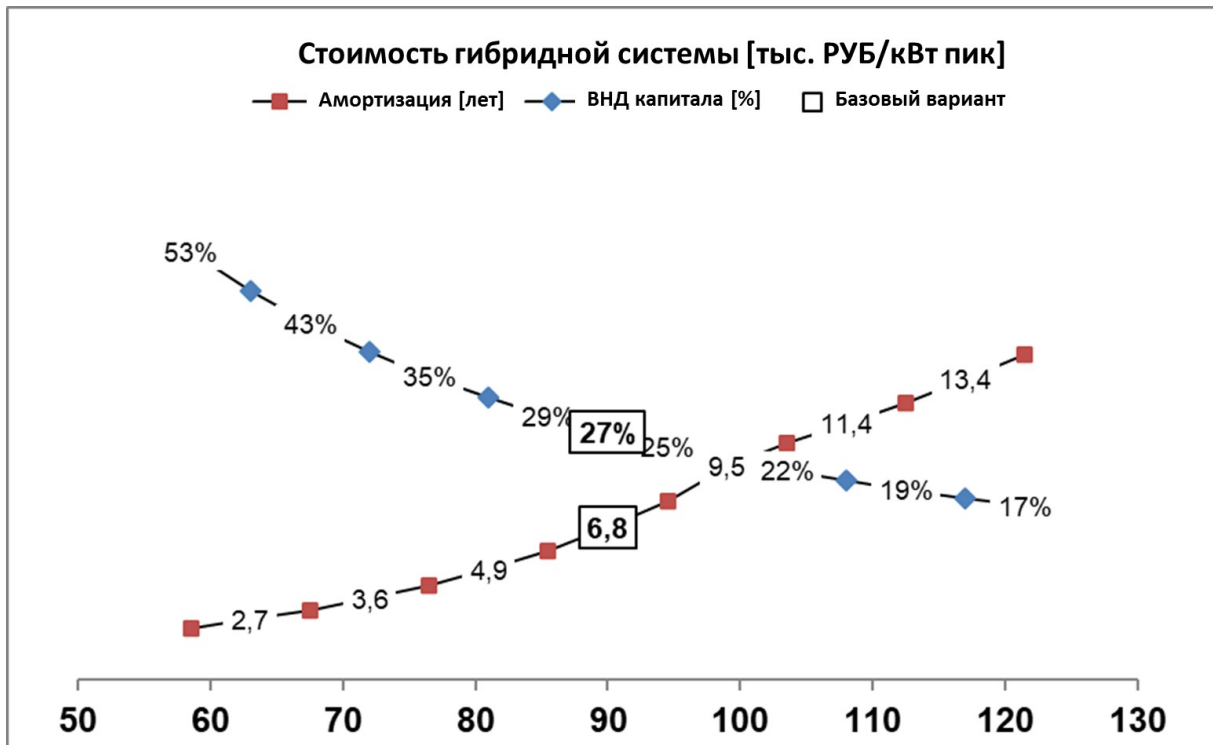
Источник: eclareon, 2020

Как и прежде, были также рассмотрены результаты идентичной электростанции в 3 других исследуемых регионах, где излучение (удельная производительность) будет ниже. Результаты показывают, что инвестиции в гибридную дизельную фотоэлектрическую систему, при прочих равных условиях, также окупятся в менее солнечных регионах, хотя срок окупаемости будет увеличиваться.

Сценарий	Инсоляция	Окупаемость	ЧПС (чистая приведенная стоимость)
Калининград	1,066	11.99	8,293,086
Ульяновск	1,148	10.45	10,905,590
Башкортостан	1,230	8.45	13,518,094

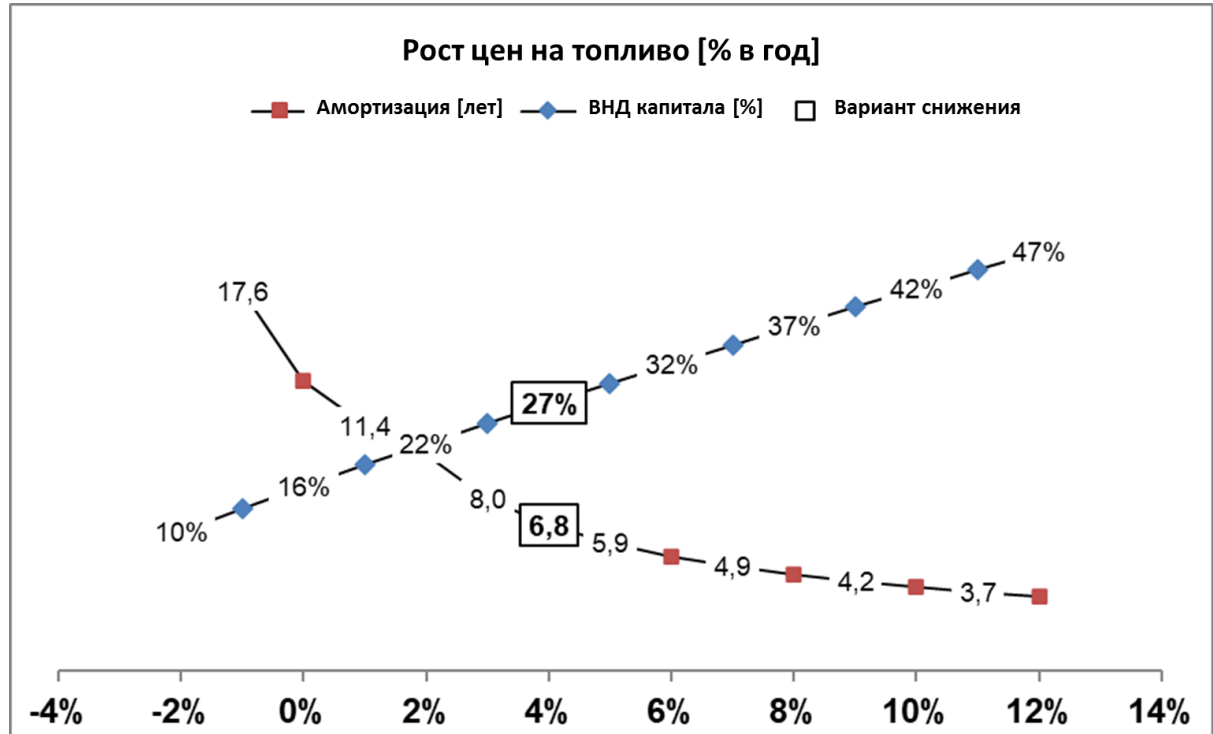
Продолжая тему использования более благоприятного солнечного излучения в Краснодарском крае, на следующих рисунках показано влияние изменения других ключевых входных параметров на ВНД капитала и срок окупаемости:

Рисунок 71 Чувствительность стоимости гибридной системы солнце-дизель без накопителя



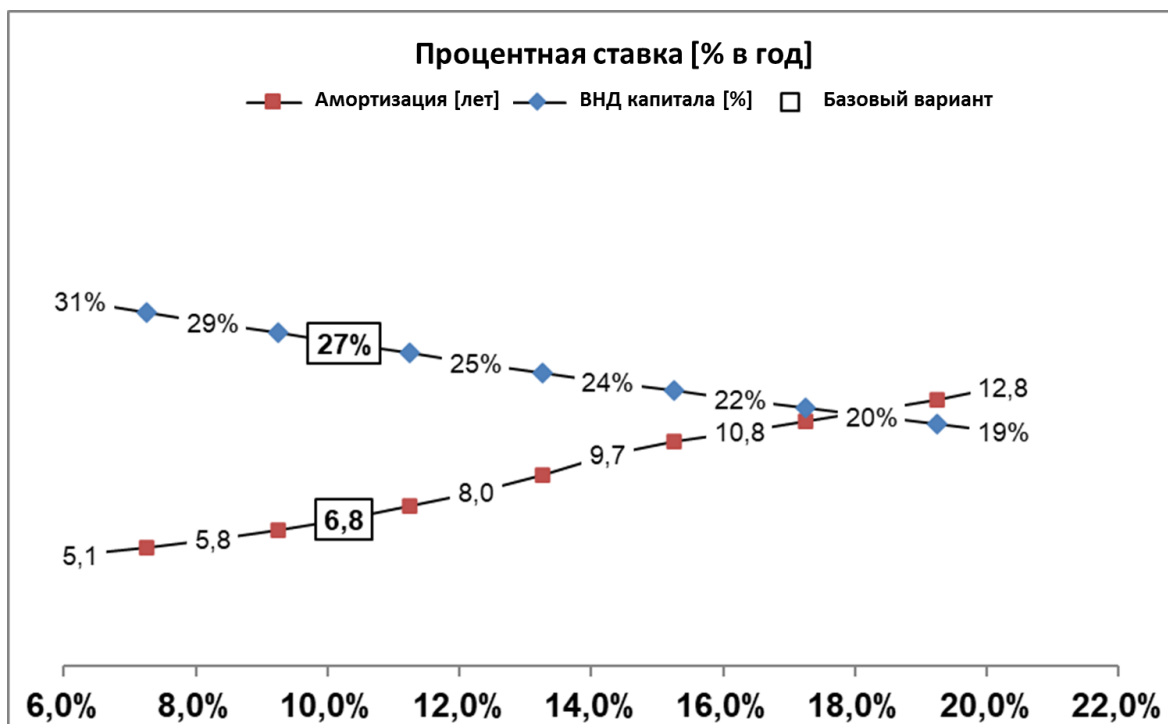
Источник: eclareon, 2020

Рисунок 72 Чувствительность повышения цен на топливо - гибридная система солнце-дизель без накопителя



Источник: eclareon, 2020

Рисунок 73 Чувствительность процентной ставки по кредиту для гибридной системы солнце-дизель без накопителя



Источник: eclareon, 2020

Вариант 2: Гибридная система солнце-дизель с накопителем

Ниже представлен примерный анализ рентабельности для гибридного проекта солнце-дизель с накопителем энергии, основанный на экономии дизельного топлива.

Рисунок 74 Обзор проекта - гибридная система солнце-дизель с накопителем

ФЭ Проект			ФЭ бизнес-модель		
Размер ФЭ системы	кВт пик	250	Прямое потребление ФЭ энергии	%	80%
Удельные расходы без накопителя	РУБ/кВт пик	90,000	Потребление фотоэлектрической энергии через накопитель	%	15%
Размер накопителя	кВт*ч	135	Потери в накопителе	%	20%
Удельные расходы на накопитель	РУБ/кВт*ч	35,000	Затраты на топливо	РУБ/литр	46
Общие затраты	РУБ	27,217,808	Себестоимость дизельной генерации	РУБ/кВт*ч	15
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	544,356	Рост цен на топливо	% в год	4%
Переменные операционные расходы	РУБ/кВт*ч	-			

Выработка от ФЭС			Результаты		
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1,600	Чистая приведенная стоимость NPV	РУБ	15,085,196
Фактор производительности	%	82%	ВНД проекта (IRR)	%	18%
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,312	ВНД собственного капитала (IRR)	%	24%
Износ	% в год	0.70%	Амортизация дисконтированный срок окупае	Лет	9.70
			Срок окупаемости недисконтированный	Лет	5.35
			LCOE (без субсидий)	РУБ/кВт*ч	13.55
			Мин. DSCR**	x	0.57 x
			Мин. LLCR***	x	1.38 x

Инвестиции		
Цикл проекта	Лет	25
Собственный капитал	РУБ	8,622,143
Задолженность (займ) 70%	РУБ	19,052,466
Срок займа	Лет	10
Процентная ставка	%	10.25%
Ставка дисконтирования	%	12.00%
Уровень инфляции	%	3%

* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии
 ** DSCR: коэффициент покрытия долга
 *** LLCR: срока кредитного договора

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Интеграция системы аккумулирования энергии позволяет сократить время работы дизельной генераторной установки и расход топлива. Накопитель обеспечивает качество электроэнергии и стабильность сети (напряжение, частота, реактивная мощность) и может заменить вращение резервной и холостой работы дизель-генераторной установки. Кроме того, снижается риск того, что вырабатываемая электроэнергия будет меньше фактической потребности.

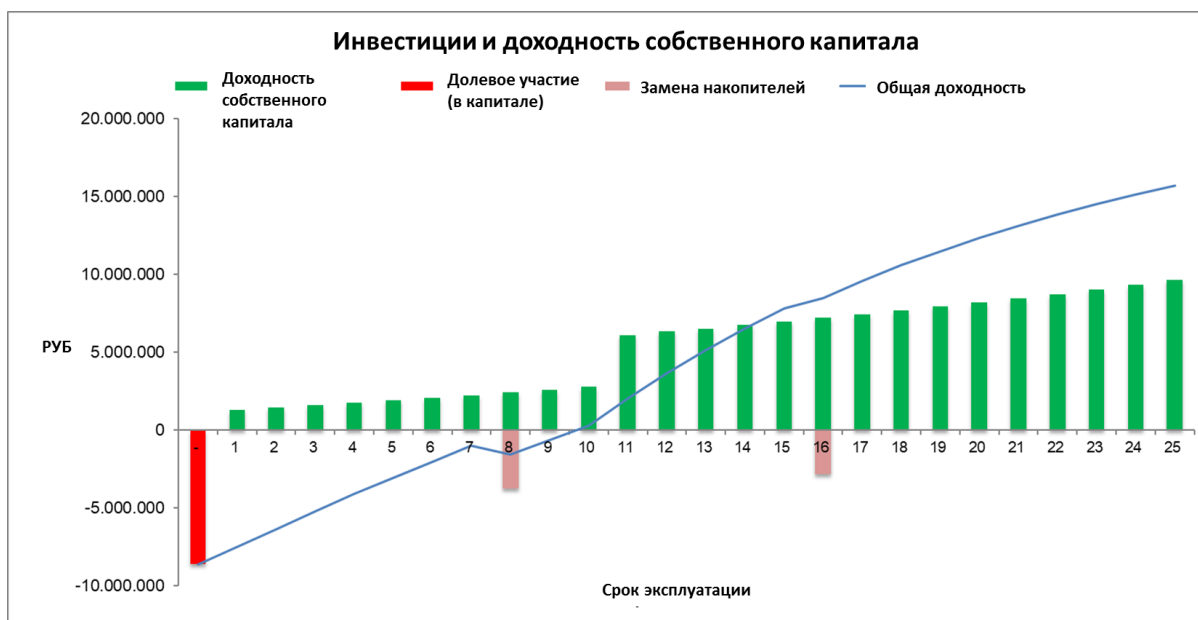
Мощность фотоэлектрической установки и аккумулятора может быть увеличена до оптимального с экономической точки зрения уровня, а также может быть поддержан режим отключения дизельного топлива. Разделение электроэнергии между генерирующими установками может помочь удовлетворить спрос на электроэнергию наиболее экономичным способом. Требуется дополнительный блок управления.

Приведенный выше расчет для фотоэлектрического проекта выполняется с использованием свинцово-кислотных аккумуляторов с более низкой удельной стоимостью по сравнению с литиевыми технологиями. В данном случае предполагается замена двух аккумуляторов в 8 и 16 годах с уменьшением затрат, так как учитывается текущая стоимость этих инвестиций и весьма вероятно снижение стоимости в будущем.

Финансовые результаты для данной модели

Как видно из Рисунок 74, срок окупаемости составляет 9.7 лет, а коэффициент окупаемости собственного капитала (ВНД) - 24%. Денежный поток в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 75 Инвестиции и доходность капитала - гибридная система солнце-дизель с накопителем

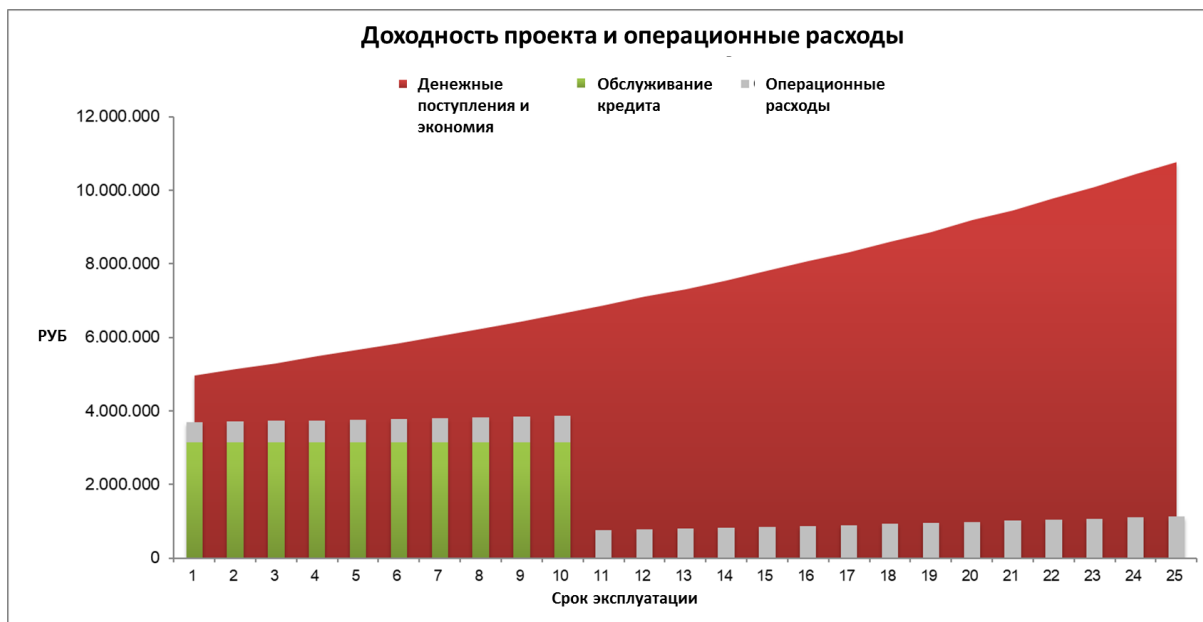


Источник: eclareon, 2020

Как описано в допущениях, гибридная система дизель-ФЭ с накопителем предполагает замену двух аккумуляторов в 8-м и 16-м годах. В этом случае долгосрочный уровень инфляции (3% в течение срока эксплуатации проекта), применяемый к затратам на эксплуатацию и техническое обслуживание, ниже, чем рост затрат на топливо (4%), который приводит к увеличению сбережений с течением времени. Таким образом, к концу проекта абсолютные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание увеличиваются меньше, чем доходы/сбережения.

Можно также утверждать, что для обеспечения 8-летнего цикла замены аккумулятора в течение 24 лет потребуются 3-я замена батареи. Однако это не было сделано, поскольку было сочтено маловероятным, что за 1 год до окончания проекта замена батареи будет произведена. Более того, можно предположить, что технологии производства аккумуляторов за 16 лет, когда батарея будет заменена во второй раз, будут настолько усовершенствованы, что интервалы замены могут быть продлены еще на один год.

Рисунок 76 Доходность проекта- гибридная система солнце-дизель с накопителем

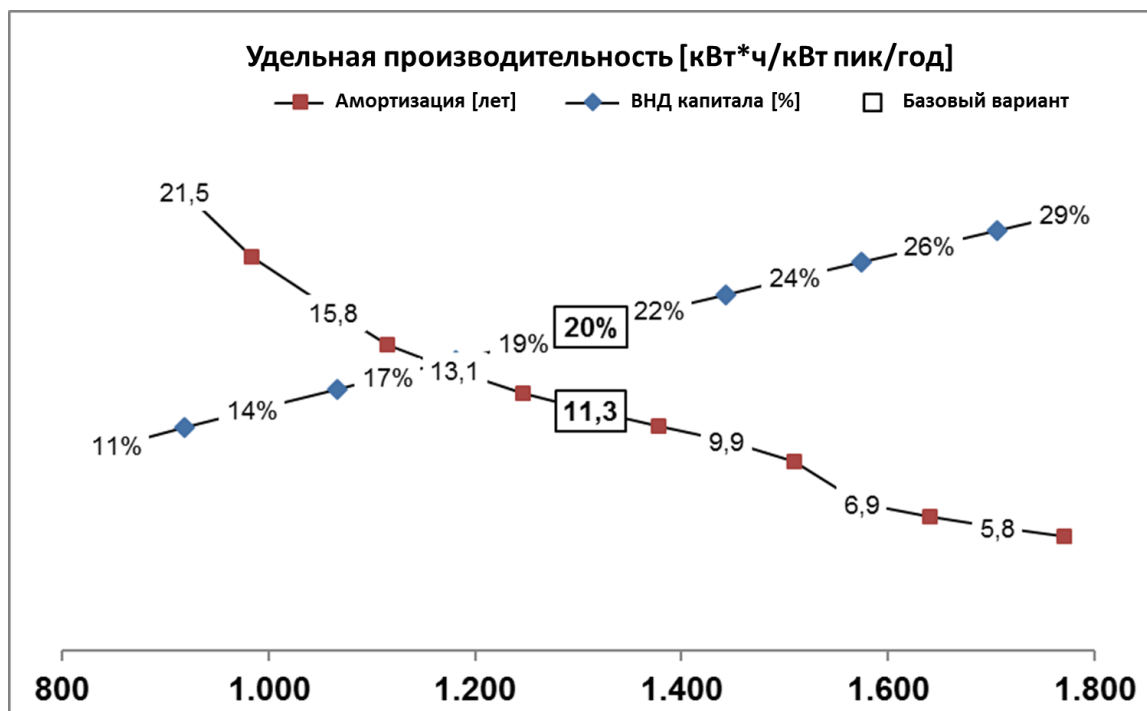


Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

На следующих рисунках показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: дисконтированный срок окупаемости (Амортизация) и рентабельность собственного капитала (ВНД капитала) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной схемы.

Рисунок 77 Удельная производительность - гибридная система солнце-дизель с накопителем



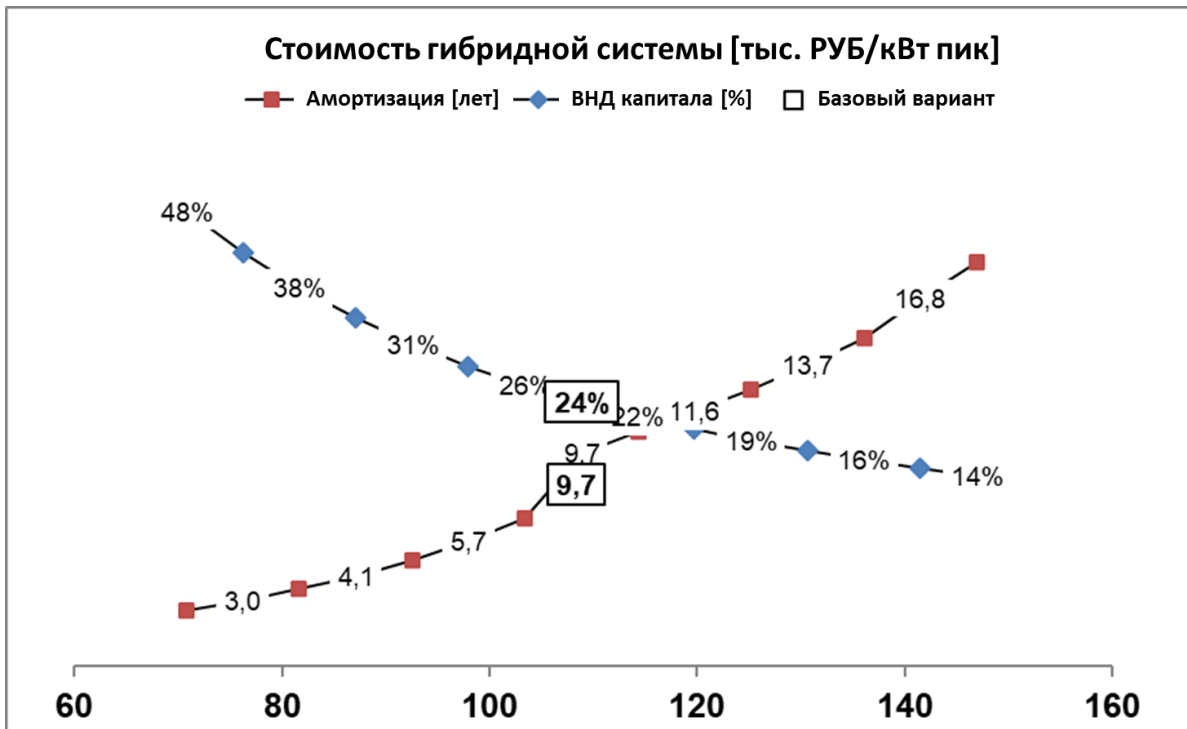
Источник: eclareon, 2020

Как и прежде, рассматривая результаты для идентичной системы в других регионах, можно констатировать, что гибридная ФЭ-дизельная установка с кислотно-свинцовым накопителем также будет окупаться в менее солнечных регионах..

Сценарий	Инсоляция	Окупаемость	ЧПС (чистая приведенная стоимость)
Калининград	1,066	13.50	7,443,697
Ульяновск	1,148	11.96	9,990,863
Башкортостан	1,230	10.79	12,538,030

Продолжая тему использования более благоприятного солнечного излучения в Краснодарском крае, на следующих рисунках показано влияние изменения других ключевых входных параметров на ВНД капитала и срок окупаемости:

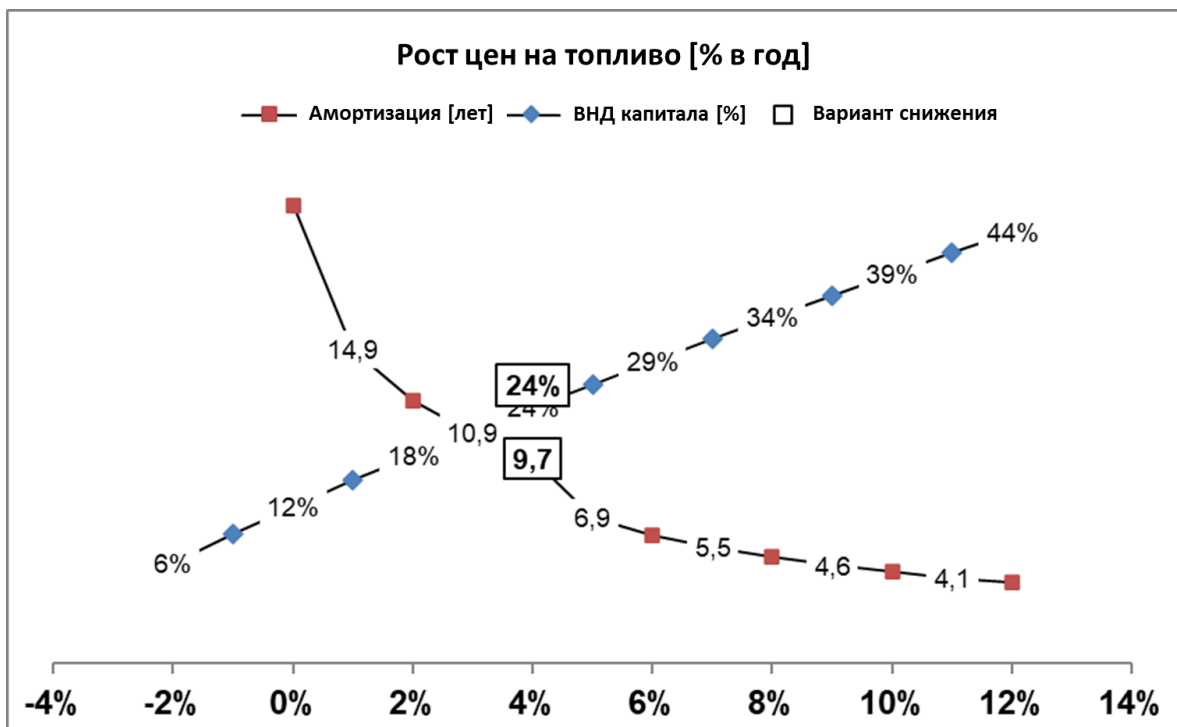
Рисунок 78 Чувствительность стоимости гибридной системы солнце-дизель с накопителем



Источник: eclareon, 2020

Уровень производительности (инсоляция) и цена системы оказывают сильное влияние на рентабельность проекта.

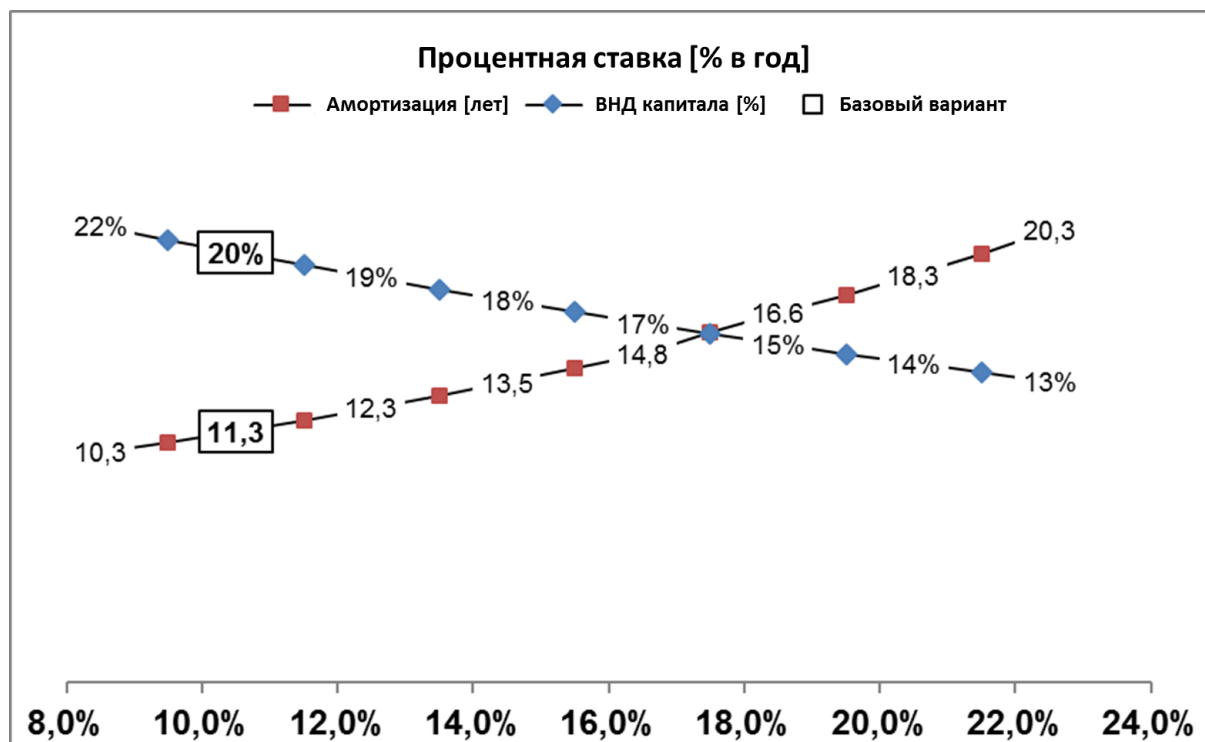
Рисунок 79 Повышения цен на топливо - гибридная система солнце-дизель с накопителем



Источник: eclareon, 2020

Темпы роста стоимости топлива в течение проектного периода оказывают сильное влияние на рентабельность проекта.

Рисунок 80 Чувствительность процентной ставки по кредиту для гибридной системы солнце-дизель с накопителем



Источник: eclareon, 2020

7.4 Бытовые фотоэлектрические системы в жилом секторе

Подключенная к электрической сети бытовая фотоэлектрическая система сочетает в себе выходную мощность фотоэлектрических панелей с подключением к электрической сети. В России законодательство, позволяющее частным домохозяйствам подключать свои фотоэлектрические установки к электрическим сетям, наконец, вступило в силу в конце 2019 года (закон о микрогенерации см. раздел 2.1.4 по этой теме).

Как уже было сказано, остается еще много вопросов в отношении «feed-in» или «зеленых» тарифов. В законе четко не оговаривается уровень минимального тарифа, но упоминается уровень цен на оптовом рынке, и считается, что компенсация за подачу в сеть излишков электроэнергии вряд ли превысит 1.5 рубля/кВт*ч (2 евро цента/кВт*ч). Если это подтвердится, то реализация избыточной электроэнергии будет ограничена, так как экономия от (более высоких) розничных цен на электроэнергию будет более привлекательной.

В отношении данного бизнес-сегмента были проведены следующие 2 детальных анализа рентабельности:

1. Системы мощностью 15 кВт в Краснодаре без региональных субсидий
2. Системы мощностью 15 кВт в Ульяновске с региональными инвестиционными дотациями

7.4.1 Бытовая солнечная система (микрогенерация) без субсидирования

Анализ рентабельности (вводимые данные, результаты, сценарии, чувствительность)

Ниже представлен анализ рентабельности бытовой фотоэлектрической системы (объекта микрогенерации), основанный на законе о микрогенерации.

Рисунок 81 Обзор проекта – бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования, для Краснодарского Края)

ФЭ Проект			ФЭ бизнес-модель			
			Категория	Доля	Единица	Стоимость
Размер ФЭ системы	кВт пик	15.00	"Зеленый" тариф	-	РУБ/кВт*ч	-
Удельные расходы без накопителя	РУБ/кВт*ч	100,000	Собственное потребление	-	РУБ/кВт*ч	-
Субсидия на капвложения	%	-	Сборы		РУБ/кВт*ч	-
Общая стоимость системы	РУБ	1,500,000	Собственное потребление II	100%	РУБ/кВт*ч	5.02
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	15,000	Сборы		РУБ/кВт*ч	-
Переменные операционные расходы	РУБ/кВт*ч	-	Избыток электричества		РУБ/кВт*ч	1.50
Дополнительные капвложения (напр. аккумулятор)	РУБ	-	Тариф по договорам купли-продажи электроэнергии	-	РУБ/кВт*ч	-
Выработка от ФЭС			Сборы		РУБ/кВт*ч	-
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1600				
Фактор производительности	%	82%				
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,312				
Износ	% р.а.	0.70%				
Инвестиции			Результаты			
Цикл проекта	Лет	25	Чистая приведенная стоимость NPV		РУБ	366,199
Собственный капитал	РУБ	1,500,000	ВНД проекта (IRR)		%	6.92%
Задолженность (займ)	РУБ	-	ВНД собственного капитала (IRR)		%	6.92%
Срок займа	Лет	10	Амортизация дисконтированный срок окупаемости		Лет	20.42
Процентная ставка	%	10.3%	Срок окупаемости недисконтированный		Лет	13.79
Ставка дисконтирования	%	5.0%	LCOE* (без субсидий)		РУБ/кВт*ч	7.23
Уровень инфляции	%	3.0%	LCOE (с субсидией)		РУБ/кВт*ч	7.23
			Рост тарифов на электроэнергию		% в год.	5.00%

* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Как и в предыдущих случаях, в базовом случае применялось солнечное излучение для Краснодарского края. Предполагалось, что в соответствии с законом о микрогенерации домохозяйство станет активным потребителем, который сможет либо напрямую потреблять электроэнергию, либо продавать избыток электроэнергии в сеть. Потребление электроэнергии вместо покупки ее из сети оценивалось по достаточно высокому тарифу для населения в 5.02 руб./кВт*ч (розничная рыночная цена), который можно встретить в Краснодарском крае. Годовой рост цен на электроэнергию установлен на уровне 5%. Избыток электроэнергии может быть реализован только по цене оптового рынка, которая оценивается в 1.5 руб/кВт*ч. При таких допущениях было подсчитано, что прямое потребление будет максимально высоким (в модели на него приходится 95% выработанной электроэнергии), а реализация избыточной электроэнергии - только 5%. Предположения, касающиеся условий финансирования, подразумевают, что эти объекты привлекают довольно состоятельных людей, которые могут позволить себе инвестиции и купят систему только за счет собственных средств. Кроме того, предполагается, что эти лица в первую очередь инвестируют не для того, чтобы получить прибыль, а для того, чтобы сделать заявление о том, что они являются инновационными и экологически сознательными. Поэтому ставка дисконтирования была установлена на уровне 5% по сравнению с 12% в предыдущих случаях инвестирования. Как уже упоминалось ранее, средний

располагаемый доход российских домашних хозяйств составляет менее 50 % от доходов домашних хозяйств в Германии, что означает, что многие домашние хозяйства не смогут позволить себе первоначальные инвестиции, и, учитывая довольно низкую экономическую отдачу и длительный срок окупаемости из-за низких цен на электричество в сети, маловероятно, что банки будут финансировать такие установки для домашних хозяйств с низкими доходами.

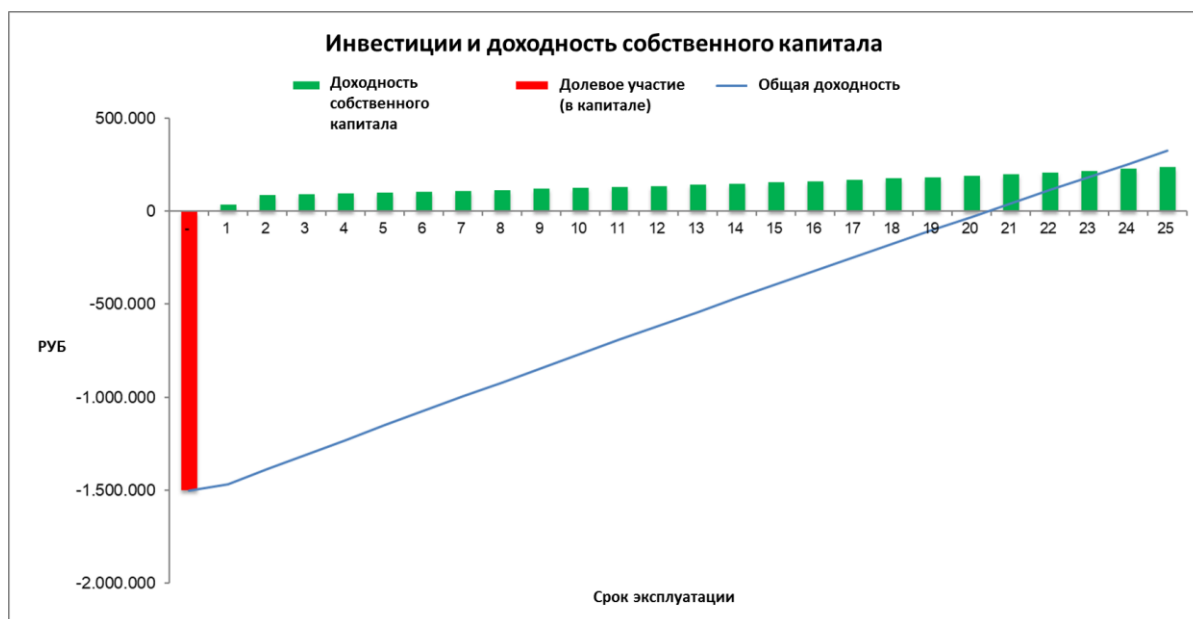
Тем не менее, исходя из некоторой ценовой информации, полученной в Краснодаре, затраты на систему могут быть фактически ниже, чем 100,000 рублей/кВт пик, использованные в базовом расчете, что положительно скажется на показателях ВНД и сократит срок окупаемости. Этот эффект отражен в анализе чувствительности, относящемся к стоимости системы.

Срок службы системы установлен на 25 лет и основан на сроке службы фотоэлектрических модулей. Опять же, солнечное излучение задано на уровне 1,600 кВт*ч/м2/год.

Финансовые результаты для данной модели

Как видно из Рисунок 81, при наилучших условиях солнечного облучения в Краснодарском крае **срок окупаемости составляет 20.39 лет**, а **коэффициент возврата инвестиций - 6.92%**. Денежный поток капитала в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 82 Инвестиции и доходность капитала - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)



Источник: eclareon, 2020

Рисунок 83 Доходность проекта- бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)

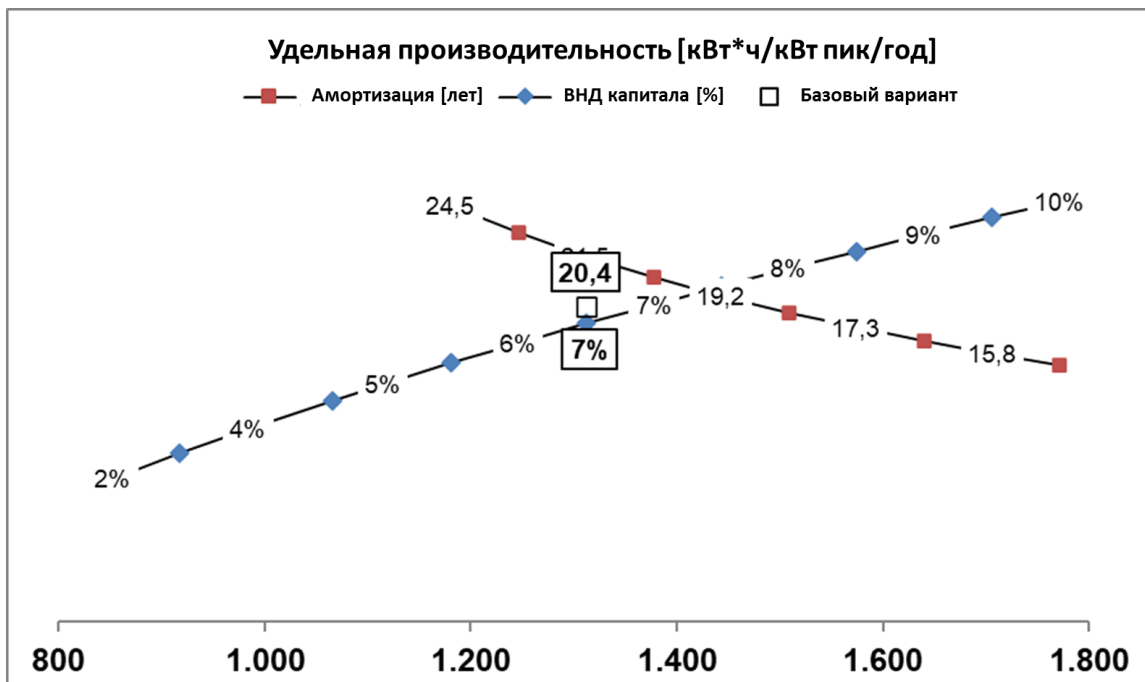


Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

Опять же, на следующих рисунках показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: срок окупаемости (амортизация) и рентабельность собственного капитала (IRR) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной стратегии. На рисунках показано, какие изменения отдельных допущений особенно сильно влияют на рентабельность инвестиций (→ высокая чувствительность). Этот факт необходимо тщательно контролировать при осуществлении инвестиций.

Рисунок 84 Удельная производительность - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)



Источник: eclareon, 2020

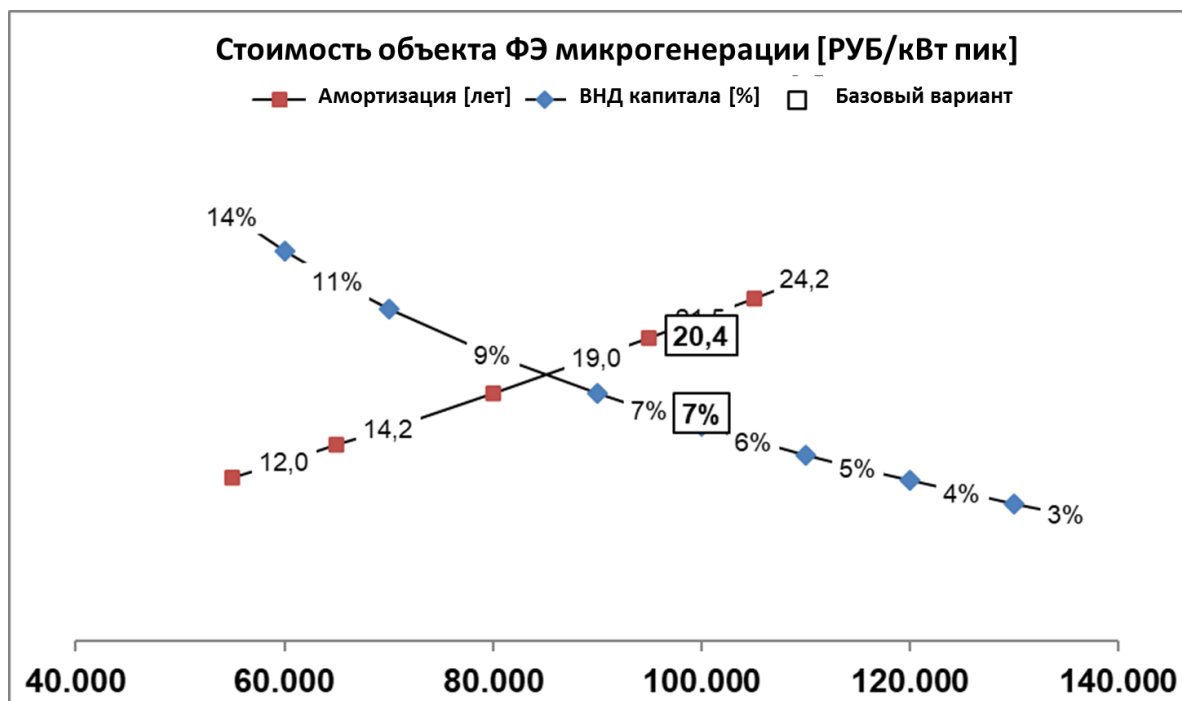
Глядя на другие регионы, становится инстинктивно понятно, что объекты микрогенерации, построенные в районах с более низким уровнем солнечного излучения, будут с трудом конкурировать с низкими ценами на электричество в сети.

При тех же условиях такие объекты могут окупиться и в Ульяновске и Башкортостане, хотя и с более длительным сроком окупаемости. В Калининграде окупаемость со скидкой в течение 25 лет будет невозможна.

Сценарий	Инсоляция	Окупаемость	ЧПС (чистая приведенная стоимость)
Калининград	1,066	нд	(113,304)
Ульяновск	1,148	24.48	67,199
Башкортостан	1,230	22.91	169,222

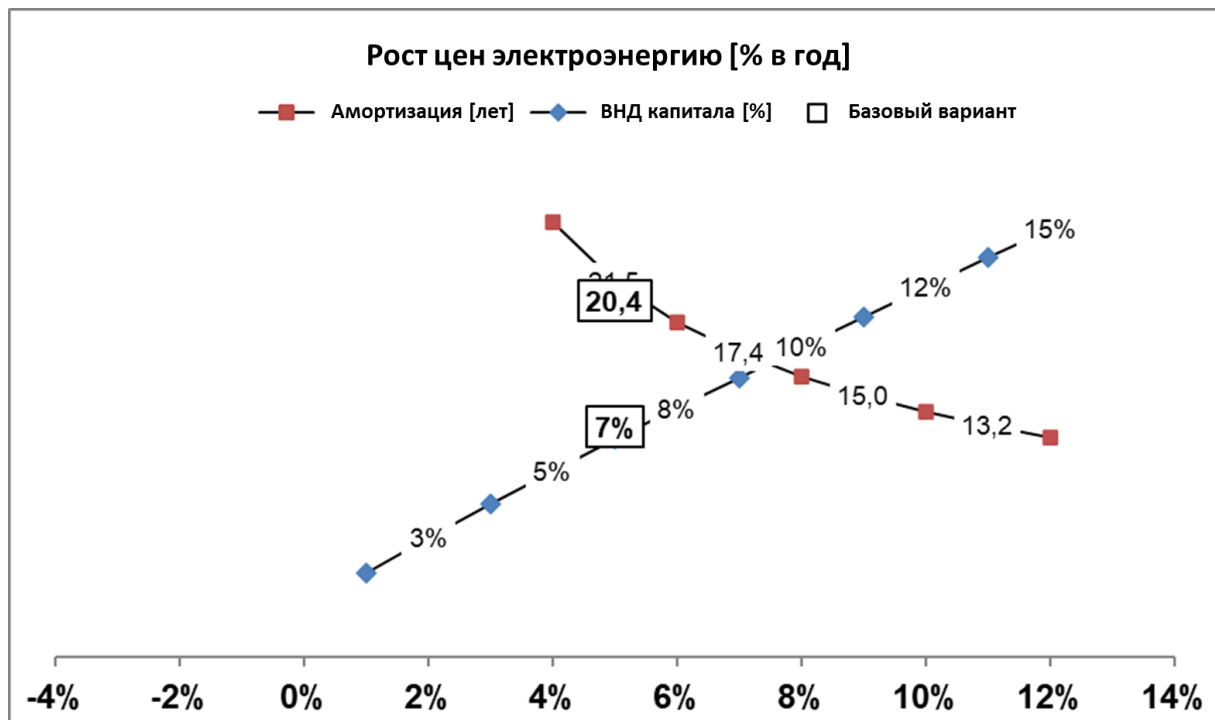
При повторном рассмотрении уровней излучения (инсоляции) в Краснодаре, влияние более низких (но также и более высоких) совокупных расходов на систему можно увидеть на Рисунок 85:

Рисунок 85 Чувствительность стоимости бытовой солнечной системы (микрогенерация) (без субсидирования)



Источник: eclareon, 2020

Рисунок 86 Чувствительность повышения цен на электроэнергию - бытовая солнечная система (микрогенерация) (без субсидирования)



Источник: eclareon, 2020

7.4.2 Бытовая солнечная система (микрогенерация) с региональным субсидированием

Анализ рентабельности (вводимые данные, результаты, сценарии, чувствительность)

Для Ульяновска был рассчитан второй анализ рентабельности бытовой фотоэлектрической системы, основанной на законе о микрогенерации. Кроме солнечного излучения, которое ниже, чем в Краснодаре, данный 2-й анализ рентабельности для жилого сектора отличается от первого следующими критериями:

1. Цены на электроэнергию для населения в Ульяновске выше, чем в 3 других регионах, охваченных данным отчетом.
2. На основе информации, предоставленной заинтересованными сторонами в регионе, была применена дополнительная субсидия на инвестиции.

Рисунок 87 Обзор проекта – бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием, для Ульяновской Области)

ФЭ Проект		
Размер ФЭ системы	кВт пик	15.00
Удельные расходы без накопителя	РУБ/кВт*ч	100,000
Субсидия на капвложения	%	10%
Общая стоимость системы	РУБ	1,350,000
Фиксированные эксплуатационные расходы	РУБ в год	13,500
Переменные операционные расходы	РУБ/кВт*ч	-
Дополнительные капвложения (напр. аккумулятор)	РУБ	-

Выработка от ФЭС		
Инсоляция	кВт*ч/кв.м/год	1400
Фактор производительности	%	82%
Производительность ФЭС	кВт*ч/кВт пик/год	1,148
Износ	% р.а.	0.70%

Инвестиции		
Цикл проекта	Лет	25
Собственный капитал	РУБ	1,350,000
Задолженность (займ)	РУБ	-
Срок займа	Лет	10
Процентная ставка	%	10.3%
Ставка дисконтирования	%	5.0%
Уровень инфляции	%	3.0%

ФЭ бизнес-модель			
Категория	Доля	Единица	Стоимость
"Зеленый" тариф	-	РУБ/кВт*ч	-
Собственное потребление	-	РУБ/кВт*ч	-
Сборы		РУБ/кВт*ч	-
Собственное потребление	100%	РУБ/кВт*ч	6.94
Сборы		РУБ/кВт*ч	-
Избыток электричества		РУБ/кВт*ч	1.50
Тариф по договорам купли-продажи	-	РУБ/кВт*ч	-
Сборы		РУБ/кВт*ч	-

Результаты		
Чистая приведенная стоимость NPV	РУБ	989,851
ВНД проекта (IRR)	%	10.25%
ВНД собственного капитала (IRR)	%	10.25%
Амортизация дисконтированный срок окупае	Лет	14.55
Срок окупаемости недисконтированный	Лет	10.73
LCOE* (без субсидий)	РУБ/кВт*ч	8.13
LCOE (с субсидией)	РУБ/кВт*ч	7.43
Рост тарифов на электроэнергию	% в год.	5.00%

* LCOE: нормированная стоимости электроэнергии

Источник: eclareon, 2020

О допущениях для данной бизнес-модели

Солнечное излучение для Ульяновска было применено в базовом случае на уровне (1,400 кВт*ч / м2 / год). Предполагалось, что в соответствии с законом о микрогенерации домохозяйство станет активным потребителем, который сможет либо напрямую потреблять электроэнергию, либо продавать избыток электроэнергии в сеть. Потребление электроэнергии вместо покупки ее из сети оценивалось по достаточно высокому тарифу для населения в 6.94 руб./кВт*ч (розничная рыночная цена), который можно встретить в Ульяновской области, где тарифы на электроэнергию для бытовых потребителей самые высокие среди регионов, рассматриваемых в данном исследовании. Годовой рост цен на электроэнергию установлен на уровне 5%. Избыток электроэнергии может быть реализован только по цене оптового рынка, которая оценивается в 1.5 руб/кВт*ч. При таких допущениях было подсчитано, что прямое потребление будет максимально высоким (в модели на него приходится 95% выработанной электроэнергии), а реализация избыточной электроэнергии - только 5%. Предположения, касающиеся условий финансирования, подразумевают, что эти объекты привлекают довольно состоятельных людей, которые могут позволить себе инвестиции и купят систему только за счет собственных средств.

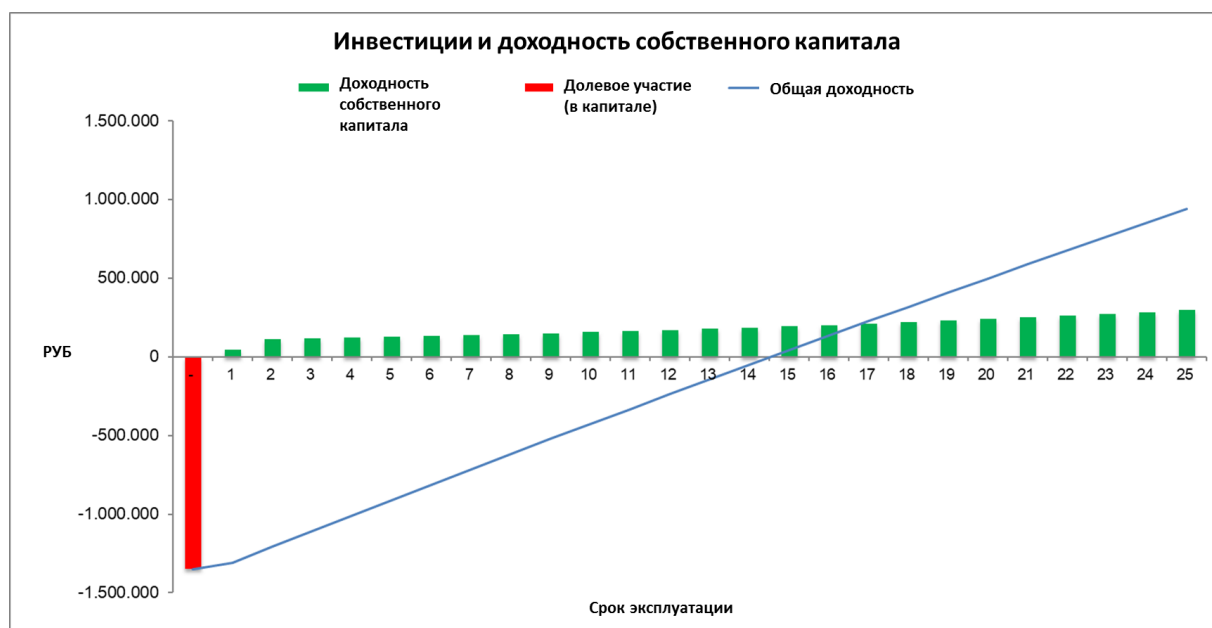
Кроме того, как и в прошлом случае, предполагается, что эти лица в первую очередь инвестируют не для того, чтобы получить прибыль, а для того, чтобы сделать заявление о том, что они являются инновационными и экологически сознательными. Поэтому ставка дисконтирования была установлена на уровне 5% по сравнению с 12% в предыдущих случаях инвестирования. Как и в прошлом случае, затраты на систему были установлены в 100,000 рублей/кВт пик. Потенциально более низкие или более высокие затраты на систему учитываются при анализе чувствительности. Более того, в этом случае была применена (региональная) инвестиционная субсидия в размере 10% от стоимости системы.

Срок службы системы установлен на 25 лет и основан на сроке службы фотоэлектрических модулей.

Финансовые результаты для данной модели

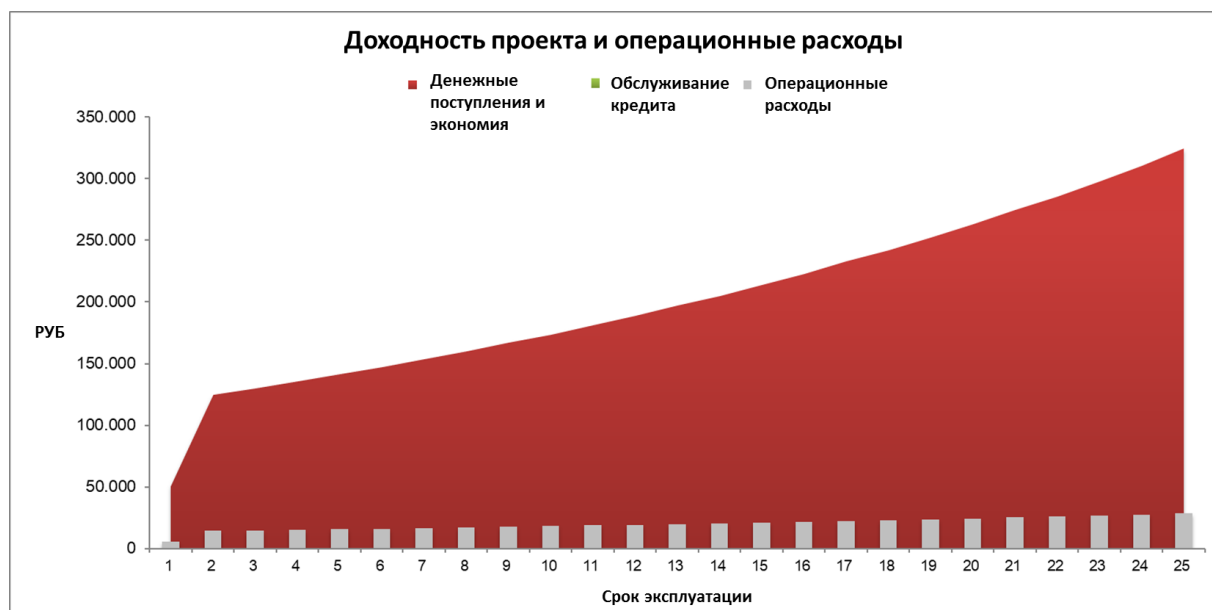
Как видно из Рисунок 87, при наилучших условиях солнечного облучения в Ульяновской Области **срок окупаемости составляет 14.55 лет**, а **коэффициент возврата инвестиций – 10.25%**. Денежный поток капитала в данном случае выглядит следующим образом:

Рисунок 88 Инвестиции и доходность капитала - бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)



Источник: eclareon, 2020

Рисунок 89 Доходность проекта- бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)

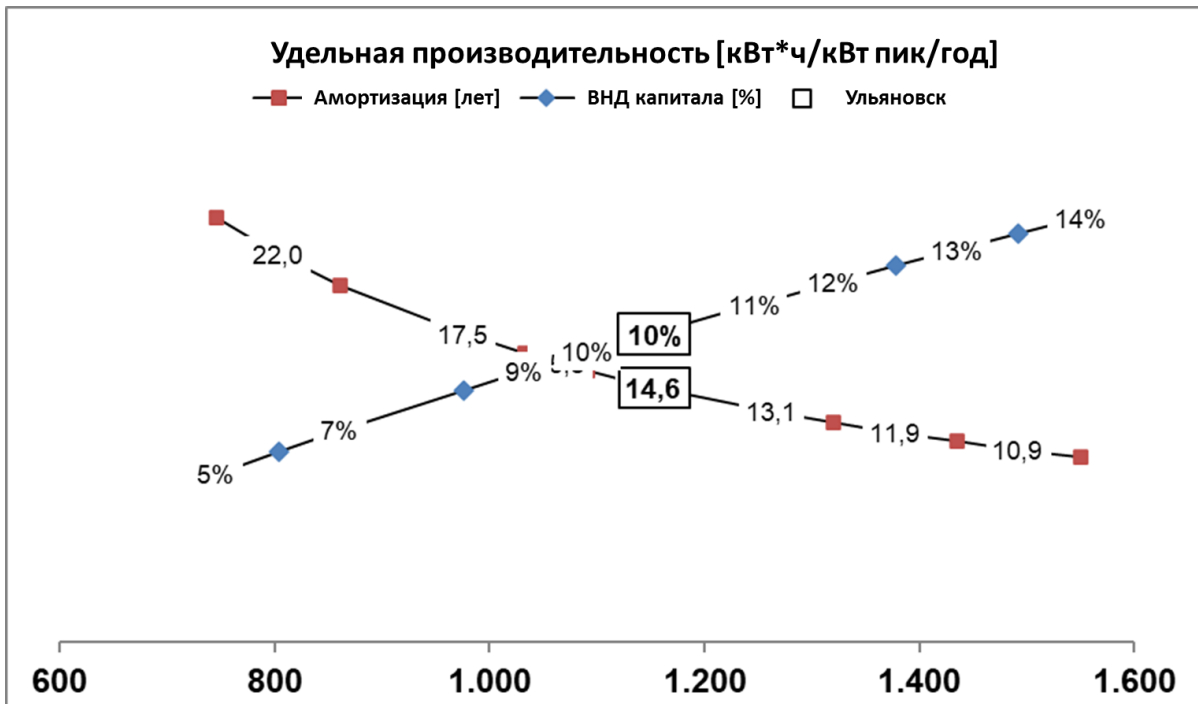


Источник: eclareon, 2020

Чувствительность результатов для данной модели

На следующих рисунках опять же показано, как меняются два ключевых показателя экономической эффективности инвестиций: срок окупаемости (амортизация) и ВНД собственного капитала (IRR) при изменении некоторых допущений об условиях инвестиционной системы. На рисунках показано, какие изменения отдельных допущений особенно сильно влияют на рентабельность инвестиций (→ высокая чувствительность). Этот факт необходимо тщательно контролировать при осуществлении инвестиций.

Рисунок 90 Удельная производительность - бытовая солнечная система (микрогенерация) (с субсидированием)

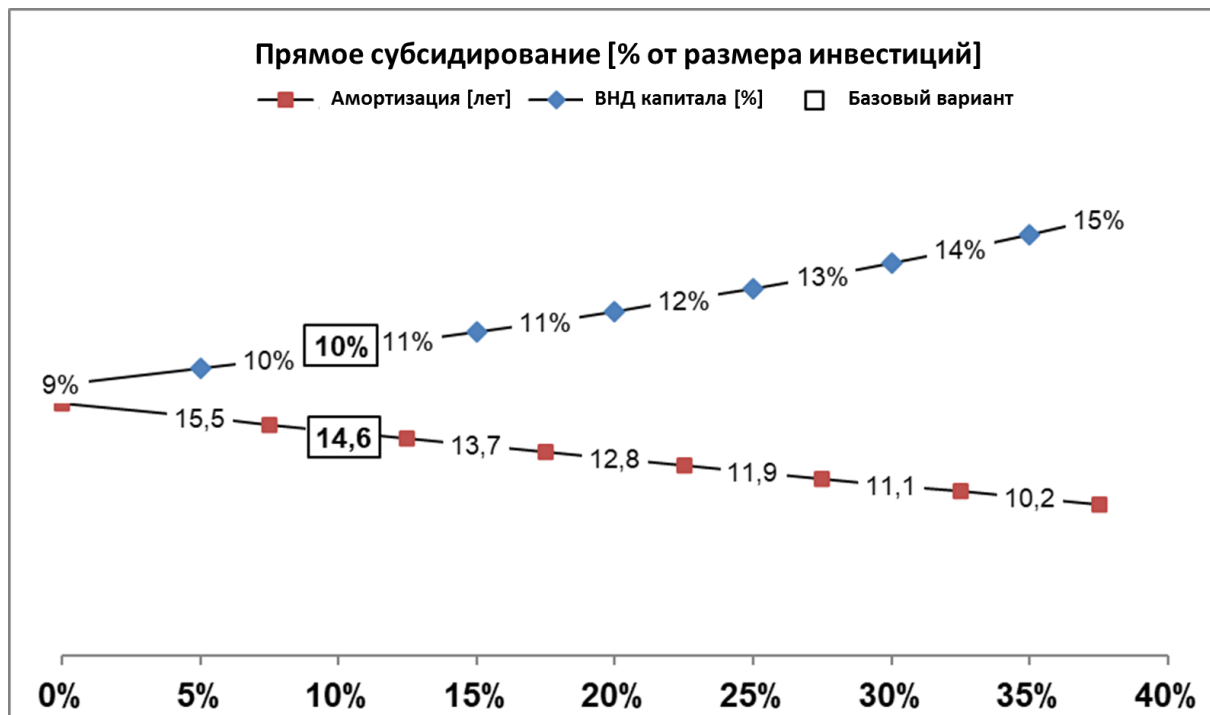


Источник: eclareon, 2020

Бизнес-кейс весьма благоприятен и может быть еще более удачным в других регионах с более высоким уровнем солнечного излучения, таких как Краснодар и Башкортостан. Однако и в этих регионах цены на электрическую энергию ниже, чем в Ульяновске.

Приведенный ниже анализ чувствительности показывает эффект от регионального субсидирования:

Рисунок 91 Чувствительность прямого субсидирования бытовой солнечной системы (микрoгенерация) (для Ульяновской области)



Источник: eclareon, 2020

График показывает положительное влияние, которое субсидия может оказать на экономические параметры фотоэлектрической системы в жилом секторе. И все же несмотря на то, что высокая субсидия в 30% и более не сократит дисконтированный срок окупаемости <10 лет, она сделает использование бытовых систем микрoгенерации более привлекательным.

8. Библиографический список

- [1] Russia | Country and regional insights | Statistical Review of World Energy | Energy economics | BP, онлайн: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/country-and-regional-insights/russia.html>, режим доступа: 20 сентября 2018
- [2] International Energy Agency, IEA Atlas of Energy, Electricity Consumption per Capita, онлайн: <http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1118783123/1>, режим доступа: 21 сентября 2019
- [3] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, Информационный обзор «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги» Август 2018, онлайн: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2018/ups_review_0818.pdf, режим доступа: Сентябрь 2018
- [4] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, «Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году», 2018, онлайн: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2018/ups_rep2017.pdf, режим доступа: 21 сентября 2018 года
- [5] Министерство Энергетики Российской Федерации, Основные характеристики российской электроэнергетики, онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/532>, режим доступа: 22 сентября 2018 г
- [6] Федеральная служба государственной статистики России, «Российский статистический ежегодник 2018», 2019, онлайн: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1135087342078, режим доступа: 14 января 2019 года
- [7] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, Обзоры «ЕЭС России: Промежуточные итоги» и «Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России» за 2019 год, онлайн: http://so-ups.ru/index.php?id=ups_review, режим доступа: декабрь 2018
- [8] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, Информационный обзор «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги», 2019, онлайн: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf, (р.9) режим доступа: Август 2019
- [9] Министерство Энергетики Российской Федерации Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы", онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/14828>, режим доступа: 13 Января 2020
- [10] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, «Единая энергетическая система России», онлайн: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees>, режим доступа: ноябрь 2018
- [11] Forbes, «Революция крыш. Как снизить цены на "зеленую" энергию в России», Розенко С., январь 2018, онлайн, by Roznenko, S., онлайн: <https://www.forbes.ru/biznes/356227-revolyuciya-krysh-kak-snizit-ceny-na-zelenuyu-energiyu-v-rossii>, режим доступа декабрь 2018
- [12] The Oxford Institute for Energy Studies, "Market liberalization and decarbonization of the Russian electricity industry: perpetuum pendulum", Khokhlov, A. (Head of Power & Utilities Research) & Melnikov, Y. (Senior Analyst on Power Sector), Skolkovo. Май 2018, онлайн: <https://gullivern.org/vei1-2018-20-50/>, режим доступа: Ноябрь 2018
- [13] НП «Совета рынка», «Российская электроэнергетика, структура отрасли», онлайн: <https://www.np-sr.ru/ru/market/cominfo/rus/index.htm>, режим доступа: декабрь 2018

- [14] Ernst & Young Global Limited , “Обзор электроэнергетической отрасли России”, онлайн:
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwji5ZCMiMXgAhUE36QKHQL_CjCQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fwww.ey.com%2FPublication%2FvLUAssets%2FEY-power-market-russia-2018%2F%24File%2FEY-power-market-russia-2018.pdf&usq=AOvVaw3W0wEDX5zFAMUq1MQQ9--C , режим доступа:27 февраля 2019
- [15] «Интер РАО», О компании», онлайн: <http://www.interrao.ru/company/> , режим доступа: 27 февраля 2019 года
- [16] Министерство Энергетики Российской Федерации, «Крупнейшие компании Электроэнергетики», онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/4846> , режим доступа: 27 февраля 2019 года
- [17] Министерство Энергетики Российской Федерации, «Крупнейшие компании Электроэнергетики», онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/4846> , режим доступа: 13 января 2020
- [18] АО «БЭСК», Общие сведения, онлайн: <https://bashes.ru/about/overview/> , режим доступа: декабрь 2018
- [19] ПАО «СУНЭКО», О компании, онлайн: <http://www.suenco.ru/o-kompanii/> , режим доступа: ноябрь 2018
- [20] «Ассоциации солнечной энергетики России», Члены партнерства, онлайн: http://pvruussia.ru/association_members/ , режим доступа: 27 февраля 2019
- [21] ПАО «РОССЕТИ», О компании, онлайн: <http://www.rosseti.ru/about/company/> , режим доступа: 26 августа 2019
- [22] Practical Law: Electricity Regulation in the Russian Federation: Overview; Josefson, J., Rotar, A., King&Spalding LLP, онлайн: [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/6-527-2969?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1&comp=pluk](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/6-527-2969?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1&comp=pluk) , режим доступа: 1 сентября 2018
- [23] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, «Единая энергетическая система России», онлайн: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees> , режим доступа: ноябрь 2018
- [24] Министерство Энергетики Российской Федерации, «Основные характеристики российской электроэнергетики», онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/532> , режим доступа: 27 февраля 2019
- [25] Правительство Российской Федерации, «Возобновляемая («альтернативная») энергетика: некоторые факты 2017 года», апрель 2018, онлайн: <http://government.ru/info/32060/> , режим доступа: ноябрь 2018
- [26] Министерство Энергетики Российской Федерации, «Алексей Текслер принял участие в дискуссиях о будущем мировой энергетики на Российской энергетической неделе», 2018, онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/12574> , режим доступа:27 февраля2019
- [27] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, «Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году», онлайн: http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports , режим доступа: Октябрь 2019
- [28] Русская Газета, «Согреют вдалеке. Собственная генерация и частные инвестиции становятся трендом в отрасли», онлайн: <https://rg.ru/2016/12/21/malaia-energetika-stala-trendom-na-rossijskom-rynke.html> , режим доступа: декабрь 2018
- [29] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, «Единая энергетическая система России», онлайн: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees> , режим доступа:

ноябрь 2018

- [30] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Электробаланс Российской Федерации» 2018, онлайн: https://www.gks.ru/enterprise_industrial , режим доступа: 21 январь 2020
- [31] «Спрос на электроэнергию в РФ вырос на 0,5% в 17г», онлайн: <https://ru.reuters.com/article/companyNews/idRUL8N1P53VI> , режим доступа: декабрь 2018
- [32] Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 09.03.2019) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности", онлайн: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/ff4a86123ed6444fff9610df35216eb543fc08b3/, режим доступа: Октябрь 2018
- [33] «АТС», «Прогнозирование цен ОРЭМ, Цены на электроэнергию для конечных потребителей 2018», онлайн: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/prognoz/29012020_prognoz_roznica_2020.pdf , режим доступа: 26 август 2019
- [34] «АТС», «Участникам оптового рынка», онлайн: <http://www.atsenergo.ru/results/statistic/fcast/fcorem?year=2020&load=second> , режим доступа: 30 январь 2020
- [35] Правительство Российской Федерации, Финансовый Университет при Правительстве Российской Федерации, «Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: Проблемы и пути решения», Москва 2017, Трачук А.В., Линдер Н.В., Зубакин В.А., Золотова И.Ю., Володин Ю.В.
- [36] «Ведомости», газета, «Крупный бизнес продолжит субсидировать электроэнергию для населения», октябрь 2017, онлайн: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/23/738912-krupnii-biznes-elektroenergiyu> , режим доступа: 23 октября 2018
- [37] Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации, «В Комитете по энергетике перекрестное субсидирование в электроэнергетике назвали «пудовой гирей на ногах» отрасли, онлайн: <http://duma.gov.ru/news/27099/> , режим доступа: 23 октября 2018
- [38] ВЕСТИ в Электроэнергетике, электронный журнал, «КОМ на пути модернизации» , онлайн: <http://vesti.energy-journals.ru/kom-na-puti-modernizacii/> , режим доступа: 24 октября 2018
- [39] Ховалова Т.В., «Моделирование эффективности перехода на собственную генерацию», статья в журнале «Эффективное антикризисное управление», 2017 N3, онлайн: <https://cyberleninka.ru/article/v/modelirovanie-effektivnosti-perehoda-na-sobstvennyu-generatsiyu> , режим доступа: 22 октября 2018
- [40] Энерго Март, «Стоимость электроэнергии для предприятий», онлайн: <https://en-mart.com/stoimost-elektroenergii-dlya-predpriyatij/> , режим доступа: 26 август 2019
- [41] «АТС», «Прогноз цены покупки электрической энергии (с учетом мощности) для конечного потребителя в 2019 году», онлайн: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/prognoz/29072019_prognoz_roznica_2019_aktualizaciya_ilyul.pdf, режим доступа: 28 август 2019
- [42] Кислород.life - интернет-журнал «Как энергокомпании в России занимаются ВИЭ?», май 2018 онлайн: <http://kislorod.life/keysy/kak-energokompanii-v-rossii-zanimayutsya-vie/> , режим доступа: 28 октября 2018
- [43] «Коммерсантъ», газета, «Дорого-зелено», Май 2018, онлайн:

- <https://www.kommersant.ru/doc/3637348> , режим доступа: Октябрь 2018
- [44] РБК-Новости, «Лучшее место под солнцем: как развивается солнечная энергетика на Кубани», 2016, онлайн: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/24/10/2016/5807709c9a7947ec0550ce27> , режим доступа: декабрь 2018
- [45] ЭнергоПромИнжиниринг, «В России спорят о механизмах государственной поддержки зеленой энергетике», онлайн <http://www.en-prom.ru/2018/01/29/v-rossii-sporyat-o-mehanizmah-gospodderzhki-zelenoj-e-nergetiki/> , режим доступа: ноябрь 2018
- [46] «АТС», «Результаты отборов проектов», онлайн: <https://www.atsergo.ru/vie/proresults> , режим доступа: 30 января 2019
- [47] IFC, «Новая схема поддержки ВИЭ на основе платы мощность», Анализ Постановления № 449», 2013 онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=14&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEWiL9_nsgJzbAhUKhywKHd0-CtE4ChAWCD4wAw&url=https%3A%2F%2Fwww.ifc.org%2Fwps%2Fwcm%2Fconnect%2F0a3d858040c76575ad72bd5d948a4a50%2FEnergy%2BSupport%2BScheme_Ru_s.pdf%3FMOD%3DAJPERES&usq=AOvVaw2FuhCcXx0-M7ioWFqXFf4U , режим доступа: 30 января 2019
- [48] Правительство Российской Федерации, Постановление 449 от 28 мая 2013 года «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности», статья 198, онлайн: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=307957&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.2517505287821762#006965016768612631> , режим доступа: 30 января 2019
- [49] «Ведомости», «Государство готово субсидировать кредиты на ВИЭ», июнь 2017 г. онлайн: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/06/23/695673-subsidirovat-vozobnovlyaemie-energii> , режим доступа: Январь 2019
- [50] Law Review, Обзор законодательства о возобновляемых источниках энергии в России - Издание 1. Россия, онлайн: <https://thelawreviews.co.uk/edition/the-renewable-energy-law-review-edition-1/1173973/russia> , режим доступа: 5 февраля 2019
- [51] Forbes, Каланов А., «ВИЭ в России: стоять на месте или сделать первый шаг», 18 апреля 2017 г. онлайн: <http://www.forbes.ru/biznes/342905-vozobnovlyaemaya-energetika-v-rossii-stoyat-na-meste-ili-sdelat-pervyy-shag> , режим доступа: 5 февраля 2019
- [52] Чуканов Д., Опиц, П., Пастухова, М., Пиани, Г., ВЭстфаль, К., «Renewable Energy and Decentralized Power Generation in Russia», ноябрь 2017, онлайн: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2017C45_puk_wep_etal.pdf , режим доступа: Февраль 2019
- [53] VYGON Consult, Жихарев А., «RES Support on the Retail Markets» time to intervene», онлайн: https://vygon.consulting/upload/iblock/de2/vygon_consulting_RES_retail_en.pdf , доступа: Февраль 2019
- [54] BELLONA, Ядрошников И., «Успехи ВИЭ в мире и попытки развития в России», 6 ноября 2016 г. онлайн: <http://bellona.ru/2016/11/09/bellona-conference-renewable/> , режим доступа: 30 января 2019
- [55] Приказ ФАС России от 30.09.2015 N 900/15 (ред. от 15.03.2018) "Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую

- энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.01.2016 N 40882) онлайн: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_193343/ , режим доступа: 30 января 2019
- [56] Козлова М., «Анализ влияния механизма поддержки возобновляемой энергетики на инвестиции в условиях неопределенности»: пример России, онлайн: https://www.researchgate.net/profile/Mariia_Kozlova/publication/322276688_ANALYZING_THE_EFFECTS_OF_A_RENEWABLE_ENERGY_SUPPORT_MECHANISM_ON_INVESTMENTS_UNDER_UNCERTAINTY_CASE_OF_RUSSIA/links/5a4fcfe6458515e7b72a7c6c/ANALYZING-THE-EFFECTS-OF-A-RENEWABLE-ENERGY-SUPPORT-MECHANISM-ON-INVESTMENTS-UNDER-UNCERTAINTY-CASE-OF-RUSSIA.pdf , режим доступа: 25 октября 2018
- [57] «Энергосовет», Усачев А.М., журнал, № 4(46)2016, «От Постановления к солнечной электростанции», , 2016, онлайн: http://www.energosovet.ru/bul_stat.php?idd=629 , режим доступа: Октябрь 2018
- [58] VYGON Consult, Жихарев А., «RES Support on the Retail Markets» time to intervene», онлайн: https://vygon.consulting/upload/iblock/de2/vygon_consulting_RES_retail_en.pdf , режим доступа: 5 февраля 2019
- [59] REMAP 2030, «RENEWABLE ENERGY PROSPECTS FOR THE RUSSIAN FEDERATION», онлайн: https://www.researchgate.net/profile/Dolf_Gielen/publication/315817490_REMAP_2030_RENEWABLE_ENERGY_PROSPECTS_FOR_THE_RUSSIAN_FEDERATION/links/58e83c24a6fdccb4a830344c/REMAP-2030-RENEWABLE-ENERGY-PROSPECTS-FOR-THE-RUSSIAN-FEDERATION.pdf . , режим доступа: 6 февраля 2019
- [60] Федеральная антимонопольная служба Приказ От 30 сентября 2015 г. N 900/15 «Об утверждении методических указаний По установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) На электрическую энергию (мощность), произведенную На функционирующих на основе использования возобновляемых Источников энергии квалифицированных генерирующих Объектах и приобретаемую в целях компенсации Потерь в электрических сетях», ст. 24, онлайн: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-fas-rossii-ot-30092015-n-90015/#100241> , режим доступа: 6 февраля 2019
- [61] Правительство России, «О плане мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт», онлайн: <http://government.ru/news/28559/> , режим доступа: 26 октября 2018
- [62] PV Magazine, «Russian Duma approves net metering for solar up to 15 kW», февраль 2019, онлайн: <https://www.pv-magazine.com/2019/02/07/russian-duma-approves-net-metering-for-solar-up-to-15-kw/> , режим доступа: Январь 2019
- [63] Правительство РФ, «План мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт (далее - микрогенерация ВИЭ)», Дворкович, А. июль 2017, онлайн: <http://static.government.ru/media/files/D7T1wAHJ0E8vEWst5MYzr5DOnhHFA3To.pdf> , режим доступа: 26 октября 2018
- [64] Правительство Российской Федерации, «О порядке предоставления субсидий из федерального бюджета на технологическое присоединение генерирующих объектов, работающих на основе использования возобновляемых источников энергии» , сентябрь 2016, онлайн: <http://government.ru/docs/24684/> , режим доступа: Февраль 2019

- [65] Правительство Российской Федерации, «О порядке предоставления субсидий из федерального бюджета на технологическое присоединение генерирующих объектов, работающих на основе использования возобновляемых источников энергии», сентябрь 2016, онлайн: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/2179/portal> , режим доступа: 5 февраля 2019
- [66] NORMACS Система нормативов, «Нормативы, Стандарты солнечной энергетики», онлайн: <https://normacs.net/Doclist/folder/27160000.html> , режим доступа: 6 февраля 2019
- [67] RuStandart, «Mandatory Certificate of Conformity GOST R», онлайн: <http://www.rustandard.com/en/gost-r-certificate/mandatory-certification.html> , режим доступа: 6 февраля 2019
- [68] Eurotest certification center, The single list of products subject to mandatory certification/declaration of compliance approved by Resolution No. 982 dated December 1, 2009,online: <http://www.eurotest.ru/en/inform/numenk/id17872/> , accessed: February 6th 2019
- [69] LUT University, Renewable energy is now profitable in Russia, онлайн: https://www.lut.fi/web/en/news/-/asset_publisher/lGh4SAywhcPu/content/renewable-energy-is-now-profitable-in-russia , режим доступа: 25 октября 2018
- [70] Солнечные батареи, «Солнечные батареи российского производства», онлайн: <http://solarb.ru/solnechnye-batarei-rossiiskogo-proizvodstva> , режим доступа: 25 октября 2018
- [71] Правительство Российской Федерации, Постановление от 3 июня 2008 г. N 426 г. Москва «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» онлайн: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102122323> , режим доступа: 26 октября 2018
- [72] IRENA, Renewable Energy Prospects for the Russian Federation (REmap working paper), онлайн: <http://www.irena.org/publications/2017/Apr/Renewable-Energy-Prospects-for-the-Russian-Federation-REmap-working-paper> , режим доступа: 26 октября 2018
- [73] Правительство России, «Возобновляемая («альтернативная») энергетика: некоторые важные факты и решения за 6 лет», апрель 2018, онлайн: <http://government.ru/info/32121/> , режим доступа: 26 октября 2018
- [74] Правила Российской Федерации Постановление от 3 июня 2008 г. N 426 г. Москва «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии» онлайн: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102122323> , режим доступа: 25 января 2019
- [75] Investinrussia, In Russia, The First Solar Power Station With A Localization Level Of 100%, онлайн: http://www.investinrussia.biz/news/russia-first-solar-power-station-localization-level-100?quicktabs_1=1 , режим доступа: 25 января 2019
- [76] «Ведомости», «Государство готово субсидировать кредиты на возобновляемые источники энергии», июнь 2017, онлайн: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/06/23/695673-subsidirovat-vozobnovlyaemie-energii> , режим доступа: 26 октября 2018
- [77] Rödl & Partner, "Renewable Energy in Russia: Facts and Observation", 2017., онлайн: <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien-international/erneuerbare-energien-russland> , режим доступа: 26 октября 2018
- [78] «Энергия Юга», «Пиковые режимы и зимой и летом», Лукоянов, В., онлайн: <http://www.en-yug.ru/index.php/glavnaya-tema/138-3-4-2012/169-vadim-lukoyanov->

- [pikovye-rezhimy-i-zimoj-i-letom.html](#) , режим доступа: 27 октября 2018
- [79] SevastopolMedia.ru, онлайн-журнал «Сбои энергосистемы Кубани стали хроническими - повинен ли в этом Крым?», онлайн: <https://sevastopolmedia.ru/news/613119/> , режим доступа: 26 октября 2018
- [80] Министерство экономики Краснодарского края, Мониторинг социально-экономического развития Краснодарского края, «Об итогах социально-экономического развития края в 2017 году», онлайн: <http://economy.krasnodar.ru/macroeconomics/analiz/monitoring/monitoring-of-socio-economic-development-of-krasnodar-region-report/> , режим доступа: 27 октября 2018
- [81] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, филиал «СО ЕЭС Кубанское РДУ», онлайн: http://so-ups.ru/index.php?id=rdu_kuban , режим доступа: Февраль 2019
- [82] РБК-Новости: "Негативная работа: Дефицит электроэнергии на Кубани усилится", онлайн: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/15/06/2017/594183b09a7947b8a002c1b4> , режим доступа: Февраль 2019
- [83] РБК-Новости, «Работа в минус: дефицит электроэнергии на Кубани усугубляется», 2017, онлайн: <http://www.gkh-kuban.ru/about10.html> , режим доступа 2019
- [84] Министерство ТЭК т ЖКХ Краснодарского Края, «Электроэнергетика», онлайн: <http://www.gkh-kuban.ru/about10.html> , режим доступа: Октябрь 2018
- [85] ПАО «ТНС Энерго Кубань», Общая информация, онлайн: <https://kuban.tns-e.ru/company/info/> , режим доступа: декабрь 2018
- [86] Эксперт online, онлайн-газета «Свой Киловатт не тянет», онлайн: <http://expert.ru/south/2018/04/svoj-kilovatt-ne-tyanet/> , режим доступа: декабрь 2018
- [87] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Кафедра «Атомная и Тепловая Энергетика», «Перечень мини- ТЭЦ», онлайн: <http://nnhpe.spbstu.ru/perechen-mini-tec/> , режим доступа: Февраль 2019
- [88] «Деловая Газета Юга», «Кубань не надеется на дешевую энергию», 2016, онлайн: <https://www.dg-yug.ru/arhive/89013.html> , режим доступа: 5 февраля 2019
- [89] Эксперт online, онлайн-газета «Свой Киловатт не тянет», онлайн: <http://expert.ru/south/2018/04/svoj-kilovatt-ne-tyanet/> , режим доступа: 6 февраля 2019
- [90] Презентация «МагнитЭнерго», «Малая генерация электрической энергии», онлайн: <https://de.slideshare.net/npenergyconsumers/03-25675656> , режим доступа: 10 февраля 2019
- [91] Valliant, «Проектирование Гелиосистем», 2008, онлайн: <http://docplayer.ru/63244555-Proektirovanie-geliosistem.html> , режим доступа: Январь 2019
- [92] РБК-Новости, «Лучшее место под солнцем: как развивается солнечная энергетика на Кубани», онлайн: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/24/10/2016/5807709c9a7947ec0550ce27> , режим доступа: Февраль 2019
- [93] «NSiA», «Характеристики комплексной фотоэлектрической системы "Дача"», онлайн: <https://nsia-energy.ru/avtonomnye-solnechnye-elektrostantsii/3844-komplekt-dacha.html> , режим доступа: Февраль 2019
- [94] «АТС», «Результаты отбора проектов», 2013-2018, онлайн: <http://www.atsenergo.ru/vie/proresults/> , доступно: 14 января 2019
- [95] Доклад проф. Денисова Н.Г. "Внедрение экологических и энергоэффективных технологий. Опыт Краснодарского края", онлайн:

- http://zvt.abok.ru/articles/151/Vnedrenie_ekologichnih_i_energoberegayuchshih_tehnologii , режим доступа: 25 февраль 2019
- [96] Федеральная служба государственной статистики, Управление Краснодарского края, "Краснодарский край в цифрах, 2018", сс. 266, 268, онлайн: <https://krsdstat.gks.ru/storage//2019/01-14/zLsnTebq/%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9%20%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9%20%D0%B2%20%D1%86%D0%B8%D1%84%D1%80%D0%B0%D1%85%202018%20%D0%B3%D0%BE%D0%B4.pdf> , режим доступа: 22 январь 2020
- [97] Time2Save, «База тарифов на электроэнергию для предприятий», онлайн: <http://time2save.ru/calculaters/nereguliruemie-ceni-na-elektroenergiu> , режим доступа: 25 февраль 2019
- [98] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, Департамент Краснодарского края, «Число предприятий по видам экономической деятельности в 2017 году», онлайн: http://krsdstat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/krsdstat/ru/statistics/krsndStat/enterprises/small_and_medium_enterprises/, режим доступа: Февраль 2019
- [99] РБК-Новости, «Лучшее место под солнцем: как развивается солнечная энергетика на Кубани», 2016 год, онлайн: <https://kuban.rbc.ru/krasnodar/24/10/2016/5807709c9a7947ec0550ce27> , режим доступа: Февраль 2019
- [100] EnergyLand.info, «На Кубани планируют построить ветроэлектростанцию мощностью 90 МВт», 2017, онлайн: <http://energyland.info/news-show--alternate-166466> , режим доступа: 25 февраля 2019
- [101] Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского Края, Приказ от 30 августа 2016 года п 289.1 «Об утверждении порядка и условий проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики краснодарского края, требований к соответствующим инвестиционным проектам и критериев их отбора», онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/429097871> , режим доступа: Январь 2019
- [102] Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского Края, «Объявлен конкурс по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ», онлайн: <http://www.gkh-kuban.ru/energobere21.html>, режим доступа: Февраль 2019
- [103] Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского Края, Протокол заседания от 20 февраля 2018 г., онлайн: http://www.gkh-kuban.ru/files/esber/protokol_po_vcliucheniuu_obektov_energetiki_siprkk.pdf, режим доступа: 20 января 2019
- [104] Здания Высоких Технологий, электронный журнал, №4 2016, «Гелиотехника в России. Перспективы развития», Бутузов В., 2016 г. онлайн: http://zvt.abok.ru/articles/361/Geliotehnika_v_Rossii_Perspektivi_razvitiya, режим доступа: 21 января 2019
- [105] Sustainable Building Technologies, magazine, №4 2016, "PV technic in Russia. Perspectives of development." By Butuzov, V., 2016 online: http://zvt.abok.ru/articles/361/Geliotehnika_v_Rossii_Perspektivi_razvitiya, accessed: February 2019
- [106] Министерство экономики Краснодарского края, Мониторинг социально-экономического развития Краснодарского края, «О результатах социально-экономического развития Краснодарского края в 2017 году», онлайн: <http://economy.krasnodar.ru/macroeconomics/analiz/monitoring/monitoring-of-socio->

- [economic-development-of-krasnodar-region-report/](#), режим доступа: 16 октября 2018
- [107] Деловая Газета Юга, «Ветропаркам дали зеленый свет», 2016, онлайн: <https://www.dg-yug.ru/arhive/87854.html>, режим доступа: Январь 2019
- [108] Mobile Review, «МТС обеспечит горные районы Кубани Интернетом с помощью солнечной энергии», Иванов К., 2017, онлайн: <https://mobile-review.com/news/mts-obespechit-gornye-rajony-kubani-internetom-s-pomoshhyu-energii-solnca>, режим доступа: 30 января 2019
- [109] Новые Тарифы, Народная Служба Тарифов, «Тарифы на подключение населения и предприятий Краснодарского края к газовым сетям ОАО "Краснодаргоргаз" с 1 января 2017 года», онлайн: <https://newtariffs.ru/tariff/tarify-na-prisoedinenie-k-gazovym-setyam-krasnodargorgaz-dlya-naseleniya-i-predpriyatii-krasn>, режим доступа: Октябрь 2018
- [110] Habr, «Как производственный цех перешел на даровую энергию солнца», онлайн: <https://habr.com/en/post/415073/>, режим доступа: ноябрь 2018
- [111] Betaenergy, «Как рассчитать сетевую солнечных электростанций», онлайн: https://www.betaenergy.ru/article/kak_rasschitat_setevuyu_solnechnuyu_elektrstantsiyu/2018, режим доступа: декабрь 2018
- [112] «Коммерсантъ» Краснодар, «Шаг в светлое будущее», 2017, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3397225>, режим доступа: декабрь 2018
- [113] Телеканал «ВЕСТИ Ру», «На Кубани жители учатся обходиться без центральных коммуникаций», 2014, онлайн: https://www.vesti.ru/videos/show/vid/566339/cid/1/#/video/https%3A%2F%2Fplayer.vgtk.com%2Fiframe%2Fvideo%2Fid%2F752408%2Fstart_zoom%2Ftrue%2FshowZoomBtn%2Ffalse%2Fsid%2Fvesti%2FisPlay%2Ftrue%2F%3Facc_video_id%3D566339, режим доступа: декабрь 2018
- [114] OECD, «Better Life Index, Russian Federation», онлайн: <http://www.oecdbetterlifeindex.org/countries/russian-federation/>, режим доступа: декабрь 2018
- [115] Министерство развития инфраструктуры Калининградской области, «Топливо-энергетический комплекс», онлайн: <http://infrastruktura39.ru/activity/fuel.php>, режим доступа: в декабре 2018
- [116] Правительство Калининградской области, официальный портал, «Промышленное производство», онлайн: <https://gov39.ru/ekonomy/situation/promyshlennoe-proizvodstvo.php>, режим доступа: декабрь 2018
- [117] Правительство Калининградской области, «Схема и программа перспективного развития энергетики Калининградской области на 2019-2023 годы», 2018
- [118] Министерство развития инфраструктуры Калининградской области. Постановление от 24 ноября 2010 г. № 882 «О региональной Программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности Калининградской области на 2010-2015 годы с перспективой до 2020 года.», 2010 г., онлайн: <http://infrastruktura.gov39.ru/documentation/programs/>, режим доступа: 26 февраля 2019
- [119] Энерго 24, «Тарифы на электроэнергию для населения Калининградской области 2018», онлайн: <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2019-elektro/13065.html>, режим доступа: декабрь 2018
- [120] «Новый Калининград», газета, «В частном порядке: как калининградцы альтернативной энергетикой занимаются», 2016 год, онлайн: <https://www.newkaliningrad.ru/news/economy/11740296-v-chastnom-poryadke-kak-kaliningradtsy-alternativnoy-energetikoy-zanimayutsya.html>, режим доступа: 16 января 2019
- [121] ОАО «Янтарьэнергосбыт», Тарифы для юридических лиц, онлайн:

- <https://yantarenergosbyt.ru/stoimost-uslug-dlya-organizacij/> , режим доступа: 27 январь 2020
- [122] «Новый Калининград», газета, «В частном порядке: как калининградцы альтернативной энергетикой занимаются», 2016 год, онлайн: <https://www.newkaliningrad.ru/news/economy/11740296-v-chastnom-poryadke-kak-kaliningradtsy-alternativnoy-energetikoy-zanimayutsya.html> , режим доступа: январь 2019
- [123] Клопс, «Солнечная электростанция в Луговом проработает минимум 20 лет», 2014, онлайн: <https://klops.ru/news/tehnologii/93200-solnechnaya-elektrostantsiya-v-lugovom-prorabotaet-minimum-20-let> , режим доступа: декабрь 2018
- [124] CIVITTA – Независимая консалтинговая компания, «Сивитта Калининград оценила динамику и перспективы использования солнечной энергии в Калининградской области», 2016, онлайн: <https://www.civitta.ru/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/2018/sivitta-kalininghrad-otsienila-dinamiku-i-pierspiektivy-ispolzovaniia-solniechnoi-energhii-v-kalininghradskoi-oblasti> , режим доступа: декабрь 2018
- [125] ФСК ЕЭС», Годовой отчет «Освещаем Настоящее – Создаем Будущее за 2015», , 2016, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjek6HmrYDdAhWkHJoKHUxQD74QFjAAegQICBAC&url=http%3A%2F%2Fwww.fsk-ees.ru%2Fupload%2Fdocs%2F2016_9_Proekt_godovogo_otcheta_Obschestva_za_2015.pdf&usq=AOvVaw0OJrWIG_-OBpdMvd4yitbJ, режим доступа: декабрь 2018
- [126] «ФСК ЕЭС», Годовой отчет за 2017 «На пути к цифровой энергетике», 2018 год, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwja-YOWroDdAhXFF5oKHVAEA2IQFjAAegQIARAC&url=http%3A%2F%2Fwww.fsk-ees.ru%2Fupload%2Fdocs%2F2017_GO_FSK_EES_smart_version_prii%25201-11.pdf&usq=AOvVaw36mqrJ0IjhR2qv5kDpdarW , режим доступа: декабрь 2018
- [127] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, «Производство электроэнергии на душу населения», 2010-2017 годы, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwi3mb3pqcXgAhUvsKQKHZ4oAMoQFjAAegQIARAC&url=http%3A%2F%2Fwww.gks.ru%2Ffree_doc%2Fnew_site%2Fbusiness%2Fit%2Fmon-sub%2F1.4.3.xls&usq=AOvVaw0zxlXnvDCBzXA5-pGcnlUN, режим доступа: декабрь 2018
- [128] Системный Оператор Единой Энергетической Системы презентация «ФО Системный оператор ЕЭС», 2017 г. онлайн: <https://docplayer.ru/53109680-Ao-sistemnyy-operator-edinoy-energeticheskoy-sistemy-2017-god.html> , режим доступа: 25 февраля 2019
- [129] Системный Оператор Единой Энергетической Системы, годовые отчеты «Отчет о функционировании ЕЭС России за 2008-2019 годы», онлайн: http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc , режим доступа: 25 февраля 2019
- [130] Данные о ресурсах солнечной энергии, полученные из Глобального атласа солнечной энергии, принадлежащего Группе Всемирного банка и предоставленного компанией Solargis, онлайн: <https://globalsolaratlas.info/>, режим доступа: 26 февраля 2019
- [131] Системный Оператор Единой Энергетической Системы «Отчет о функционировании ЕЭС в 2018 году, промежуточные итоги», 2019 г., онлайн: https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2019ups , режим доступа: 28 Февраль 2019
- [132] Skolkovo/Сколково Energy Centre, «Distributed Energy Resources in Russia: Development Potential», Khokhlov, A.; Melnikov, Y.; Veselov, F.; Kholkin, D.; Datsko, K, онлайн:

https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DER_2018.10.09_Eng.pdf , режим доступа: 26 февраля 2019

- [133] Правительство Российской Федерации, Постановление № 937 от 13 августа 2018 года, г. Москва, «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», онлайн: http://www.pravo.gov.ru/proxy/ips/?doc_itself=&nd=102479253&page=1&rdk=0&intelsearch=%E2%EE%E7%E4%F3%F8%ED%FB%E9+%EA%EE%E4%E5%EA%F1++&link_id=12#l0 , режим доступа: 12 Март 2019
- [134] Правительство Ульяновской области, «Схема и программа перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2019-2023 гг.», 2018, онлайн: <http://law.ulgov.ru/doc/13251> , режим доступа 6 май 2019
- [135] Вести Финанс, "Научно-техническое развитие: 15 регионов Российской Федерации", 2017 год, онлайн: <https://www.vestifinance.ru/articles/92542?page=12>, режим доступа 6 Мая 2019
- [136] ORV - Оценка регулирующего воздействия, Главная об области, «Ульяновская область», онлайн: <http://orv.gov.ru/Regions/Details/35?cat=28>, режим доступа 6 май 2019
- [137] Kislorod Life, «Ульяновск определил себя лидером», 17 января 2018 года, онлайн: http://kislorod.life/keysy/ulyanovsk_oboznachil_sebya_v_kachestve_lidera/ , режим доступа 6 май 2019
- [138] Правительство Ульяновской области, «Схема и программа перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2020-2024 гг.», 2019 г., онлайн: <http://base.garant.ru/48266318/> , режим доступа 7 мая 2019
- [139] MEDIA73, , «Ульяновская область поднялась на 35 позиций в рейтинге эффективности систем теплоснабжения», 2018 год, онлайн: <https://media73.ru/2018/ulyanovskaya-oblast-podnyalas-na-35-pozitsiy-v-reytinge-effektivnosti-sistem-teplosnabzheniya> , режим доступа: 7 мая 2019
- [140] Новостной портал ТАСС, «Около 30 многоквартирных домов остались без тепла из-за аварии в Ульяновской области», 2019 год, онлайн: <https://tass.ru/proisshestiya/6025192>, режим доступа 7 мая 2019
- [141] Официальный сайт «Т-Плюс», «Ульяновское отделение», 2019 год, онлайн: <https://www.tplusgroup.ru/org/ulyanovsk/>, режим доступа 7 мая 2019
- [142] Управление Федеральной антимонопольной службы по Ульяновской области, «Аналитический отчет о конкурентной среде на розничном рынке электроэнергии (мощности) в Ульяновской области», 2018 год, онлайн: <https://ulyanovsk.fas.gov.ru/analytic/25132>, режим доступа: 8 мая 2019
- [143] УльПравда - газета: «Пробелы ликвидированы, источники тепла модернизированы. Как Ульяновская область готовится к новому отопительному сезону», 2018, онлайн: <https://ulpravda.ru/rubrics/soc/poryvy-ustraniaiutsia-teploistochniki-moderniziruiutsia-kak-ulyanovskaia-oblast-gotovitsia-k-novomu-otopitelnomu-sezonu>, режим доступа 9 мая 2019
- [144] Территориальное управление теплоснабжения в Ульяновске, 2019, онлайн: <https://www.tplusgroup.ru/org/ulyanovsk/organization/territorialnoe-upravlenie-po-teplosnabzheniyuv-g-ulyanovsk/>, режим доступа 9 мая 2019
- [145] Ульяновское городское унитарное предприятие «Городская теплосеть», «Общая информация», 2019 год, онлайн: <http://www.ulteploset.ru/main/view/article/395> , режим доступа 9 мая 2019
- [146] Единая межведомственная информационно-статистическая система «Общая мощность источников теплоснабжения», Ульяновская область 2018, 2019, онлайн: <https://fedstat.ru/indicator/34011>, режим доступа: 9 май 2019

- [147] Министерство промышленности, строительства и жилищно-коммунального хозяйства и транспорта Ульяновской области, доклад за 2018 год, «Об основных итогах деятельности Министерства промышленности, строительства и жилищно-коммунального хозяйства и транспорта Ульяновской области в 2018 году и задачах на 2019 год», онлайн: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi1ib2O1Y7iAhVEZVAKHcljDFgQFjAFegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Fzuo.ru%2Fimages%2Fflaws%2Fotchet-zhkh-2018.pdf&usq=AOvVaw1vlhyEWkv4-Ew139s8vg8K>, режим доступа: 9 мая 2019
- [148] Единая межведомственная информационно-статистическая система «Производство и потребление электроэнергии в Российской Федерации», онлайн: <https://fedstat.ru/indicator/33942>, режим доступа 14 мая 2019
- [149] Правительство Ульяновской области, «Схема и программа перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2017-2021 годы», 2016 год, онлайн: <http://law.ulgov.ru/doc/11364>, режим доступа 14 мая 2019
- [150] Правительство Ульяновской области, «Схема и программа перспективного развития энергетики Ульяновской области на 2016-2020 годы», 2015 год, онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/463710691>, режим доступа: 14 мая 2019
- [151] Аргументы и факты Ульяновска: «Климат Ульяновска считается невыносимым. Каких сюрпризов ожидать осенью и зимой», 2014, онлайн: <http://www.ul.aif.ru/society/1312694>, режим доступа: май 15 2019
- [152] Ульпресса, «Жить лучше, жить теплее», 2017 год, онлайн: <https://ulpressa.ru/2017/05/24/zhit-stalo-luchshe-zhit-stalo-poteplee/>, режим доступа: май 15 2019
- [153] ГИС ВИЭ, ГИС Возобновляемые источники энергии России, Солнечное излучение на горизонтальной поверхности, онлайн: <http://gisre.ru/maps/sun-radiation/gor/gor-year>, режим доступа май 15 2019
- [154] ГИС ВИЭ, Карта СПП, онлайн: <http://gisre.ru/maps/maps-obj/ses>, режим доступа: май 15 2019
- [155] Деловое Обозрение, «В целях экономии энергии», 2018 г, онлайн: [https://uldelo.ru/2018/07/19/b-v-tselyakh-energoberezeniya-b](https://uldelo.ru/2018/07/19/b-v-tselyakh-ekonomii-energii), режим доступа: 15 мая 2019
- [156] Инвестиционный портал для регионов России, Министерство стратегического развития и инноваций Ульяновской области, Ульяновск - общая информация, 2019 г., онлайн: <https://www.investinregions.ru/regions/ulyanovsk/>, режим доступа: 15 мая 2019
- [157] Betaenergy, «Значение солнечной инсоляции в Ульяновске (Ульяновская область)», онлайн: <https://www.betaenergy.ru/insolation/ulyanovsk/>, режим доступа: 16 мая 2019
- [158] RiaRatig, «Рейтинг регионов Российской Федерации по доступности электроэнергии для населения», 2018 г., онлайн: <http://riarating.ru/regions/20180904/630103357.html>, режим доступа: май 16 мая 2019
- [159] Worked Info, «Таблица тарифов на электроэнергию по регионам России в 2018 году», 2018, онлайн: https://worknet-info.ru/read-blog/1142_%D1%82%D0%B0%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D1%86%D0%B0-%D1%82%D0%B0%D1%80%D0%B8%D1%84%D0%BE%D0%B2-%D0%BD%D0%B0-%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8E-%D0%BF%D0%BE-%D1%80%D0%B5%D0%B3%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BC-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8-%D0%B2-2018-

- [%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D1%83.html](#) , режим доступа: 16 май 2019
- [160] Департамент по регулированию цен и тарифов Ульяновской области, «Информация об установленных тарифах в электроэнергетике на 2019 год», 2018 год, онлайн: <http://tarif.ekonom73.ru/info-tarif/2593/2594.html>, режим доступа: 16 мая 2019
- [161] Департамент регулирования цен и тарифов Ульяновской области, «Информация об установленных тарифах в электроэнергетике на период до 2020 года», 2019 г., онлайн: <https://ulenergo.ru/download/document/06-346%20%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%202020.pdf> , режим доступа 7 января 2020
- [162] «Ульяновскэнерго», нерегулируемые цены, апрель 2019 года, 2019 год, онлайн: <http://ulenergo.ru/tseny-tarify/nereguliruemye-tseny>, режим доступа: 16 май 2019
- [163] Министерство конкуренции и экономического развития Ульяновской области, Приказ от 20 декабря 2018 года № 06-501, онлайн: <http://tarif.ekonom73.ru/law/7056.html>, режим доступа: май 16 2019
- [164] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, Территориальное управление Росстат по Ульяновской области, «Ульяновская область в числах 2018», 2018, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewiFifeemKriAhVKKewKHZIOAJ8QFjACegQIARAC&url=http%3A%2F%2Ffuln.gks.ru%2Fwps%2Fwcm%2Fconnect%2Frosstat_ts%2Ffuln%2Fresources%2Fc7e8a38045c604ef9f61ffedfce35b80%2F0103_2018.pdf&usq=AOvVaw0ZSGcb2lm4M1km-KSla-99, режим доступа май 20 2019
- [165] Реальное Время, «Стоимость жилищно-коммунальных услуг в России за 1 кв. м площади жилья (рубль)», 2017 г. онлайн: <https://realnoevremya.ru/attachments/392>, режим доступа май 20 2019
- [166] Рейтинговое агентство RiaRatig, "Рейтинг регионов по доле расходов населения на ЖКУ - 2018", 2018, онлайн: <http://riarating.ru/regions/20180918/630105001.html>, режим доступа май 20 2019
- [167] Тарифы на жилищно-коммунальные услуги, «Тарифы на жилищно-коммунальные услуги в Ульяновске 2019», 2019, онлайн: <https://tarify-zhkh.ru/tarify-na-uslugi-zhkh-v-ulyanovske-2018-g/>, режим доступа май 21 2019
- [168] Министерство цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области, Департамент регулирования цен и тарифов, «Доклад Министерства конкуренции и экономического развития Ульяновской области в области государственного регулирования цен и тарифов на 2018 год», 2018 год, онлайн: <http://tarif.ekonom73.ru/news/2632/>, режим доступа май 21 2019
- [169] «Коммерсантъ», «На родине Ленина губернатор Ульяновска запретил повышать тарифы для энергетиков», декабрь 2018 года, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3842317>, режим доступа май 21 2019
- [170] MOSAICA.RU, «Квартиры в Ульяновске переполнены. Монополисты навязывают избыток тепла, который уже подорожал», 2019, онлайн: <https://mosaica.ru/ru/ul/news/2019/02/19/v-ulyanovskikh-kvartirakh--peretop-monopolisty-navyazyvayut-zhitelyam-izlishki-i-bez-togo-podorozhavshego-tepla>, режим доступа май 21 2019
- [171] Ульяновск сегодня, информационный портал «Насколько повысились тарифы на ЖКУ с начала 2019 года в Ульяновске», 2019 год, онлайн: <http://ultoday73.ru/naskolko-vyrosli-tarify-zhkh-s-nachala-2019-goda-v-ulyanovske/>, режим доступа май 21 2019
- [172] Upressa, «Батареи горят: переполнение становится самой дорогостоящей проблемой ЖКХ», 2019, онлайн:

<https://ulpressa.ru/2019/02/20/%D0%B0%D0%B8%D1%84-%D0%B1%D0%B0%D1%82%D0%B0%D1%80%D0%B5%D0%B8-%D0%B6%D0%B3%D1%83%D1%82-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%BF-%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%82%D1%81%D1%8F/>, режим доступа май 21 2020

- [173] Губернатор и Правительство Ульяновской области, официальный сайт, «Вторая ветряная электростанция в Ульяновской области начала поставки электроэнергии на оптовый рынок», 2019 г., онлайн: <https://ulgov.ru/news/important/2019.01.15/52736/>, режим доступа Июнь 12 2020
- [174] Улпресса, газета, «Второй ветропарк в Ульяновской области начал поставлять электроэнергию на оптовый рынок», 2019 г., онлайн: <https://ulpressa.ru/2019/01/16/%D0%B2%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B9-%D0%B2%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%BA-%D0%B2-%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81/>, режим доступа Июнь 12 2020
- [175] «Коммерсантъ», «В Ульяновской области планируется построить новый ветропарк мощностью 75 МВт», 2019 год, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3976436>, режим доступа Июнь 12 2020
- [176] Федеральная служба статистики России, Ульяновское отделение, «Информация для мониторинга оплаты труда отдельных категорий работников социальной сферы и науки», 2019 г., онлайн: http://uln.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/uln/ru/statistics/standards_of_life/, режим доступа Июнь 12 2020
- [177] «Дом на Минаева», «Преимущества комплекса», онлайн: <https://domnaminaeva.ru/preimuschestva-dom-na-minaeva>, режим доступа Июнь 13 2019
- [178] НП «Совет рынка», «Рынки электроэнергии и мощности», 2020 год, онлайн: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm>, режим доступа Июнь 13 2020
- [179] УралГео, Климат Башкортостана. онлайн: http://www.uralgeo.net/klimat_ba.htm, режим доступа Ноябрь 19 2018
- [180] Бизнес и инвестиции Республики Башкортостан, «О Башкортостане», онлайн: <https://investrb.ru/ru/investment/bashkortostan/>, режим доступа 1 августа 2019
- [181] Министерство промышленности и энергетики Республики Башкортостан, «Схема и программа перспективного развития энергетики Республики Башкортостан на 2020-2024 годы», том 1, 2019, онлайн: <https://industry.bashkortostan.ru/documents/active/222524/>, режим доступа 1 августа 2019
- [182] СО ЕЭС, Филиал ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, 2019 год, онлайн: http://so-eps.ru/index.php?id=rdu_bashkiria, режим доступа 1 августа 2019
- [183] Официальный сайт «БЭСК», «История компании», 2019 год, онлайн: <https://bashes.ru/about/overview/history.php>, режим доступа 8 августа 2019
- [184] «БГК», «Кармановская ГРЭС», 2019 г., онлайн: <https://www.bgkrb.ru/activities/business/138.pl>, режим доступа 8 августа 2019
- [185] Министерство промышленности и торговли России, «Республика Башкортостан, Паспорт», 2015 год, онлайн: https://ru.investinrussia.com/data/image/regions/1_Bashkorstan.pdf, режим доступа 8 августа 2019

- [186] Башинформ, информационное агентство, «В Башкирии потери электроэнергии в сетях оцениваются в 5 млрд руб. в год», 2019 г., онлайн: <http://www.bashinform.ru/news/1308507-v-bashkirii-poteri-elektroenergii-v-setyakh-otsenivayutsya-v-5-mlrd-rublej-v-god/>, режим доступа 8 августа 2019
- [187] «БГК», «ВЭС Тюпкильды», 2019, онлайн: <https://www.bgkrb.ru/activities/business/169.pl>, режим доступа 8 августа 2019
- [188] NewsBash, информационный портал, "В Стерлибашевском районе будет построена солнечная электростанция мощностью 25 МВт", 2019 г., онлайн: <https://newsbash.ru/economy/11725-v-sterlibashevskom-rajone-postrojat-solnechnuju-jelektrostantsiju-moschnostju-25-mvt.html>, режим доступа: 8 августа 2019
- [189] Новости РБК, "До конца года будет запущена фотоэлектрическая система в Бурзяне - Ильшат Тажитдинов", 2019 г., онлайн: <https://ufa.rbc.ru/ufa/18/02/2019/5c6a5c979a7947712705f0a1>, режим доступа: 8 августа 2019 2019
- [190] Глава Республики Башкортостан, "Радий Хабиров провел встречу с инвесторами в формате "Инвестчур", 2018, онлайн: https://glavarb.ru/rus/press_serv/soveshchaniya_zasedaniya/119065.html?sphrase_id=8464041, режим доступа: 9 августа 2019 2019
- [191] Глава Республики Башкортостан, "Солнечные системы построят солнечную электростанцию в Стерлибашевском районе", 2019, онлайн: https://glavarb.ru/rus/press_serv/novosti/123310.html, режим доступа: 9 августа 2019 2019
- [192] «БГК», "География бизнеса", 2019 год, онлайн: <https://www.bgkrb.ru/>, режим доступа: 9 августа 2019
- [193] "Хевел", "Группа компаний "Хевел", 2019 год, онлайн: <http://www.hevelsolar.com/about/>, режим доступа: 9 августа 2019
- [194] Новости РБК, „Китайские солнечные системы построят солнечную электростанцию в Башкирии“, 2019 г., онлайн: <https://ufa.rbc.ru/ufa/08/06/2019/5cfb4c309a7947192a1703c2>, режим доступа: 9 августа 2019
- [195] Энергетический вопрос: „Тарифы на газ в Уфе и Республике Башкортостан. С 1 июля 2019 года“, 2019, онлайн: https://energovopros.ru/spravochnik/gazosnabzhenie/tarify-na-gaz/respublika_bashkortostan/41196/, режим доступа: 9 августа 2019
- [196] Приказ Федеральной антимонопольной службы России № 900/15 от 15.11.2008 г. 30.09.2015 Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимального и (или) максимального) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую на квалифицированных генерирующих объектах, работающих на базе возобновляемых источников энергии, и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях (Зарегистрировано в Минюсте России 28.01.2016 г. № 40882), онлайн : <https://ppt.ru/docs/prikaz/fas/n-900-15-28665>, режим доступа: 9 августа 2019
- [197] НП „Совет рынка“, "Обзор цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую на квалифицированных генерирующих объектах, работающих на основе возобновляемых источников энергии, и приобретаемую с целью компенсации потерь в электрических сетях в 2018 году", 2018 г., онлайн: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm>, режим доступа: 9 августа 2019
- [198] "Хевел", "6 новых солнечных электростанций "Хевел" начали подавать электроэнергию в сеть", 2017 г., онлайн: <http://www.hevelsolar.com/about/news/6-novykh-solnechnykh-elektrostantsiy-khevel-nachali-otpusk-elektroenergii-v-set/>, режим доступа: 12 августа 2019

- [199] Новости РБК: "Самая мощная солнечная электростанция в Башкирии откроется в ноябре", 2016 г., онлайн: <https://ufa.rbc.ru/ufa/04/10/2016/57f39aad9a79471b704c9826>, режим доступа: 12 августа 2019
- [200] Рамблер, новостной портал, "Бугульчанская солнечная электростанция достигла своей цели в 15 мегаватт", 2016 год, онлайн: <https://finance.rambler.ru/economics/35285015-bugulchanskaya-solnechnaya-elektrostantsiya-vyshla-na-planovye-pokazateli-v-15-megavatt/>, режим доступа: 12 августа 2019
- [201] Глава Республики Башкортостан, "Соглашение о строительстве двух солнечных электростанций в Бурзянском районе", 2019 год, онлайн: https://glavarb.ru/rus/press_serv/novosti/123289.html, режим доступа: 12 августа 2019
- [202] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, "Выработка электроэнергии на душу населения", 2019 год, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjFmJrVhP3jAhXC2qQKHRy2DMoQFjAAegQIBRAC&url=http%3A%2F%2Fwww.gks.ru%2Ffree_doc%2Fnew_site%2Fbusiness%2Fit%2Fmon-sub%2F1.4.3.xls&usq=AOvVaw0zxIXnvDCBzXA5-pGcnlUN, режим доступа: 12 августа 2019
- [203] Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан, "Схема и программа перспективного развития энергетики Республики Башкортостан на 2017-2021 годы", 2017 год, онлайн: <https://industry.bashkortostan.ru/activity/860/>, режим доступа: 12 августа 2019
- [204] Энергетика и промышленность России, газета N13-14 (369-370), 2019, "Местная энергетика развивается энтузиастами. Однако в России их все еще меньше, чем в других странах", онлайн: <https://www.eprussia.ru/epr/369-370/1478072.htm>, режим доступа: 12 августа 2019
- [205] Betaenergy, "Значение солнечной инсоляции в Башкортостане", онлайн: <https://www.betaenergy.ru/insolation/ufa/>, режим доступа: 12 августа 2019
- [206] Информация об EnergoEffect, "Гибридная электростанция появилась в Башкортостане", 2015, онлайн: <http://energoeffekt.info/power/news/15546-v-bashkortostane-poyavilas-gibridnaya-elektrostanciya>, режим доступа: 12 августа 2019
- [207] "Башелекросбыт", "Тарифы для нежилых потребителей, нерегулируемые тарифы и цены", 2019, 2020 онлайн: <https://www.bashesk.ru/corporate/tariffs/unregulated/>, режим доступа: 27 январь 2020
- [208] "Башелекросбыт", "Тарифы для нежилых потребителей, нерегулируемые тарифы, декабрь 2020 года", онлайн: <https://www.bashesk.ru/corporate/tariffs/unregulated/828761/>, режим доступа: 27 январь 2020
- [209] "Башелекросбыт", "Тарифы 2020", 2019, онлайн: <https://www.bashesk.ru/tariffs/current/>, режим доступа: 27 январь 2020
- [210] Башинформ, информационный портал, "Стоимость электроэнергии из возобновляемых источников в Башкирии в 4 раза выше, чем у традиционных", 2018 г., онлайн: <http://www.bashinform.ru/news/1237729-stoimost-elektroenergii-ot-vozobnovlyaemykh-istochnikov-bashkirii-v-4-raza-vyshe-traditsionnoy/>, режим доступа: 12 август 2019
- [211] "Башкирэнерго", "Июль 2019 года: продажа электроэнергии на базе ВИЭ сетевым компаниям для компенсации потерь", 2019 год, онлайн: <https://www.bashesk.ru/company/information/808188/>, режим доступа: 13 август 2019
- [212] Минэнерго России, "Ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей, проданных по договорам поставки мощности на оптовый рынок, отобранных на тендерах в

- 2014-2015 годах", н.д., онлайн: <https://minenergo.gov.ru/node/489>, режим доступа: 13 август 2019
- [213] Министерство промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан, "Приказ Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан от 17.04.2019 № 113-О "Об итогах конкурсного отбора для включения в схему и программу долгосрочного развития электроэнергетики Республики Башкортостан генерирующих объектов, работающих на основе возобновляемых источников энергии, для реализации электроэнергии (мощности) которых планируется на розничных рынках", 2019, онлайн: <https://industry.bashkortostan.ru/documents/active/221024/>, режим доступа: 13 август 2019
- [214] Официальный интернет-портал правовой информации Республики Башкортостан, "Постановление Правительства Республики Башкортостан от 29 марта 2017 года № 124 "О порядке проведения конкурсных отборов по включению в состав генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на которые планируется реализация электроэнергии (мощности) на розничном рынке электроэнергии, в схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан", 2017 год, онлайн: <https://npa.bashkortostan.ru/16481/> , режим доступа: 13 август 2019
- [215] Министерство экономического развития Республики Башкортостан, "Государственная поддержка, гарантии для инвесторов на территории Башкортостана", н.д., онлайн: https://economy.bashkortostan.ru/deyatelnost/investicionnyj_klimat/investitsionnaya-deyatelnost/gosudarstvennaya-podderzhka/ режим доступа: 13 август 2019
- [216] Указ 292 от 19 августа 2011 года "О порядке рассмотрения, поддержки и мониторинга приоритетных инвестиционных проектов Республики Башкортостан (с изменениями по состоянию на 15 мая 2018 года)", 2018 год, онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/935122898> , режим доступа: 13 август 2019
- [217] Солнечные батареи, информационный сайт, "Солнечная энергия в Башкортостане", н.д., онлайн: <http://solarb.ru/solnechnaya-energetika-bashkortostana>, режим доступа: 13 августа 2019
- [218] RBToday, "Пчеловодам Башкирии обещана сладкая жизнь", 2018, онлайн: <https://rbtoday.ru/jekonomika/pchelovodam-bashkirii-obeshhajut-sladkuju-zhizn/> режим доступа: 14 августа 2019
- [219] Мир пчеловодов, "Пчеловодство в России в зеркале российской и зарубежной статистики", 2018, онлайн: <https://www.apiworld.ru/1521189013.html>, режим доступа: 14 августа 2019
- [220] Коммерсантъ, газета, "Юноша-зеленый", 2015, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/2878054>, режим доступа: 14 августа 2019
- [221] СО ЕЭС, Департамент "СО ЕЭС РДУ Башкортостан", "Итоги функционирования энергосистемы Башкортостана в 2018 году", 22 января 2019 года. Недоступно онлайн.
- [222] Ульдело, газета, "Доля "зеленой энергии" в Ульяновской области достигла 8%", 2019 г., онлайн: <https://uldelo.ru/2019/05/23/dolya-zelenoi-elektroenergii-br-v-ulyanovskoi-oblasti-b-dostigla-8-b> , режим доступа: 15 август 2019
- [223] Управление Федеральной антимонопольной службы в Ульяновской области, "Аналитический отчет о конкурентной среде на розничном рынке электроэнергии (мощности) в Ульяновской области", 2018 г., онлайн: <https://ulyanovsk.fas.gov.ru/analytic/25132> , режим доступа: 15 август 2019
- [224] Greenpeace Россия, "Солнце и ветер: как развивается возобновляемая энергетика в России", 2019, онлайн: <https://greenpeace.ru/blogs/2019/06/10/solnce-i->

[veter-kak-v-rossii-razvivaetsja-vozobnovljaemaja-jenergetika/](#), режим доступа: 15 август 2019

- [225] Новости недвижимости", "Спасение солнца: что делают солнечные батареи и какая судьба у них в России?", 2019, онлайн: <https://realty.vesti.ru/gorod/ekonomiya-solnca-cto-dayut-solnechnye-paneli-i-kakaya-sudba-u-nih-v-rossii>, режим доступа: 15 август 2019
- [226] ГИС ВИЭ России, "Годовой удельный технический потенциал ветроэнергетики на высоте 30 метров", 2019 г., онлайн: <http://gisre.ru/maps/wind-data/pot/pot30>, режим доступа: 15 август 2019
- [227] РГ, Российская газета, "Солнце с розеткой", 2017 г., онлайн: <https://rg.ru/2017/10/31/reg-pfo/v-ulianovskoj-bolnice-sekonomili-milliony-na-elektroenergii.html>, режим доступа: 15 август 2019
- [228] Системный оператор ЕЭС России, Годовые отчеты о функционировании ЕЭС России, 2009 - 2018 годы, онлайн: https://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports, режим доступа: 20 август 2019
- [229] RAWI – Российская Ассоциация Ветроэнергетики - FAQ, "Какова энергетическая мощность ветряных турбин?", 2019, онлайн: <https://rawi.ru/windpower/faq/>, режим доступа: 20 август 2019
- [230] RAWI – Российская Ассоциация Ветроэнергетики, "Отчет о состоянии рынка ветроэнергетики за 2018 год", март 2019 г., онлайн: <https://rawi.ru/windpower/market-report/market-report-2018/>, режим доступа: 20 август 2019
- [231] Energoatlas.ru – "Автономный частный дом - ищет волонтеров", 2017, онлайн: <http://www.energoatlas.ru/2017/09/28/renew-house-nikolay-driga/>, режим доступа: 22 август 2019
- [232] Региональный электроэнергетический сектор и энергоэффективность, "ВИЭ для Российской Арктики: альтернативная энергетика для отдаленных районов", 2019 г., онлайн: <https://energy.s-kon.ru/vie-dlya-russkoj-arktiki-alternativnaya-energiya-dlya-udalennyh-territorij/>, режим доступа: 22 август 2019
- [233] Хабр, "Мегафон в труднодоступных местах", 2016 год, онлайн: <https://habr.com/ru/company/megafon/blog/318746/>, режим доступа: 22 август 2019
- [234] Годовой отчет "ФСК ЕЭС" за 2018 год "Освоение космоса", 2019 год, онлайн: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2018_GO_FSK_EES_Smart_pril_1-12.pdf, accessed: режим доступа: 22 август 2019
- [235] Финмаркет, "В 2018 году потребление энергии в России выросло на 1,6%", 2019 год, онлайн: <http://www.finmarket.ru/news/4921149>, режим доступа: 22 август 2019
- [236] Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 22.06.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (совместно с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии"), 2019. онлайн: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/, режим доступа: февраль 18 2019
- [237] Газета "Коммерсантъ", "На родине Ленина строится энергетический коммунизм", 2018, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3842317>, режим доступа: август 27 2019
- [238] Директива 1634-р от 1 августа 2016 года "Об утверждении схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики", с изменениями от 25 июля 2019 года, онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/420369441>, режим доступа: 29 август 2019
- [239] Постановление Правительства России N 1-р "Об утверждении Основных

направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года (с изменениями от 19 июля 2019 года)", онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/902137809>, режим доступа: 29 август 2019

- [240] Российская государственная информационная система в области энергосбережения и энергоэффективности - "Опыт анализа и применения геотермальных тепловых насосов в России", 2019, онлайн: <https://www.gisee.ru/articles/analytics/65991/>, режим доступа: 29 август 2019
- [241] Приказ N 600 от 17 июня 2015 г. "Об утверждении перечня объектов и технологий, связанных с объектами и технологиями высокой энергоэффективности", онлайн: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=316662&fld=134&dst=100001,0&rnd=0.3505719631973061#0996044527115328>, режим доступа: 29 август 2019
- [242] Правительство России, "Правительство внесло в Государственную Думу законопроект об освобождении от налогообложения доходов от реализации электроэнергии, произведенной на объектах микрогенерации", 2019 г., онлайн: http://m.government.ru/dep_news/37702/, режим доступа: 29 август 2019.
- [243] Налоговый кодекс РФ, ст. 67, онлайн: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?rnd=BECB51E7C7AB4F7E7AC56F9AF348C3C8&req=doc&base=LAW&n=330842&dst=1045&fld=134&REFFIELD=134&REFDST=100008&REFDOC=316662&REFBASE=LAW&stat=refcode%3D10881%3Bdstident%3D1045%3Bindex%3D17#2ep0aqosetb>, режим доступа: сентябрь 3 2019.
- [244] Налоговый кодекс РФ, ст. 259.3, онлайн: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?rnd=BECB51E7C7AB4F7E7AC56F9AF348C3C8&req=doc&base=LAW&n=330502&dst=4529&fld=134&REFFIELD=134&REFDST=100008&REFDOC=316662&REFBASE=LAW&stat=refcode%3D10881%3Bdstident%3D4529%3Bindex%3D17#muy2ypp0v5>, режим доступа: сентябрь 3 2019.
- [245] Налоговый кодекс РФ, ст. 381, онлайн: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?rnd=BECB51E7C7AB4F7E7AC56F9AF348C3C8&req=doc&base=LAW&n=330502&dst=6733&fld=134&REFFIELD=134&REFDST=100004&REFDOC=316662&REFBASE=LAW&stat=refcode%3D10881%3Bdstident%3D6733%3Bindex%3D13#1cqboh2dctd>, режим доступа: сентябрь 3 2019.
- [246] «Акватерм», А.Головкин, "Трудности внедрения тепловых насосов в России", онлайн: https://aqua-therm.ru/articles/articles_549.html, режим доступа: сентябрь 3 2019.
- [247] Российская государственная информационная система в области энергосбережения и энергоэффективности, "Опыт анализа и применения геотермальных тепловых насосов в России", онлайн: <https://www.gisee.ru/articles/analytics/65991/>, режим доступа: сентябрь 3 2019.
- [248] СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Обновленное издание СНиП 41-01-2003", 2012, онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/1200095527>, режим доступа: сентябрь 3 2019
- [249] ГОСТ Р 54865-2011 "Теплоснабжение зданий. Методика расчета энергетической потребности и коэффициента полезного действия при производстве тепловой энергии с помощью тепловых насосов", онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/1200089610>, режим доступа: сентябрь 3 2019
- [250] СТО НОСТРОЙ 2.23.166-2014 "Коммунальное хозяйство внутренних зданий и сооружений Строительство систем охлаждения и отопления тепловых насосов зданий Правила, мониторинговый контроль, требования к результатам работ", онлайн: http://www.nostroy.ru/departament/metodolog/otdel_tehnicoskogo_regulir/sto/%D0%A1%

D0%A2%D0%9E%20%D0%9D%D0%9E%D0%A1%D0%A2%D0%A0%D0%9E%D0%99%202.23.166-2014_%D0%BC%D0%B0%D0%BA%D0%B5%D1%82.pdf, режим доступа: сентябрь 3 2019

- [251] Группа компаний "Инсолар", "Руководство по применению тепловых насосов с использованием вторичных энергоресурсов и нетрадиционных возобновляемых источников энергии", 2001 г., онлайн: <http://www.insolar.ru/kiosk-rukovodstvo.php>, режим доступа: сентябрь 3 2019
- [252] Российская классификация стандартов, ОК (МС (ISO/IFCO ISS) 001-96) 001-2000 Общероссийский классификатор стандартов (ACS) (с изменениями N 1-5), онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/842501120>, режим доступа: сентябрь 3 2019
- [253] Государственный комитет Республики Башкортостан по тарифам, Постановление 785 от 20 декабря 2018 года. "Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность), отпускаемую ООО "Башкирские тепловые сети" потребителям Республики Башкортостан", онлайн: <https://tariff.bashkortostan.ru/upload/uf/a24/Postanovlenie-785.pdf>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [254] ООО "Башкирские тепловые сети", "Нормы", онлайн: <https://bashrts-rb.ru/ru/consumers/standard/>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [255] Эксперт онлайн, "Эко Дом", 23-12-2013, онлайн: <https://expert.ru/ural/2014/01/eko-domi/>, accessed: November 28th 2019
- [256] Фейсбук, официальный блог ООО "Зеленые дома", "Дом будущего", онлайн: <https://www.facebook.com/pg/greenhouseufa>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [257] "Теплоунион, ВИЭ, "Наши проекты" - "Город Кумерау", онлайн: <http://www.teplounion.com/nashi-ob-ekty>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [258] Яндекс.Zen, "Реальный опыт использования тепловых насосов", 3 апреля 2019 года, онлайн: <https://zen.yandex.ru/media/domsvoy/realnyi-opyt-ispolzovaniia-teplovyyh-nasosov-5ca24e61edeb3100b3ea5bfa>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [259] Министерство экологии и охраны окружающей среды Республики Башкортостан, "В Бурзянском районе Республики Башкортостан на территории заповедника "Шульган-Таш" возведен "зеленый" дом", онлайн: <https://ecology.bashkortostan.ru/presscenter/news/7090/>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [260] Постановление Правительства Республики Башкортостан от 30 июля 2010 года N 296 "О Комплексной программе Республики Башкортостан "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на 2010 - 2014 годы (на 14 февраля 2014 года)", онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/935120706>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [261] «Коммерсантъ», газета, "Башелэлектросбыт", 21.11.2019, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/4165133>, режим доступа: ноябрь 28 2019
- [262] Губернатор и Правительство Ульяновской области, официальный сайт: "Вторая ветряная электростанция Ульяновской области начала поставлять электроэнергию на оптовый рынок" _ онлайн: <https://ulgov.ru/news/important/2019.01.15/52736/>, режим доступа: январь 6 2020
- [263] СО ЕЭС, "ЕЭС России: промежуточные итоги (операционные данные)", стенд November 2019, онлайн: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2019/ups_review_1119.pdf, режим доступа: январь 6 2020
- [264] Европейская комиссия, "Фотоэлектрическая географическая информационная система", онлайнный инструмент, онлайн: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP, режим доступа: январь 6 2020
- [265] Минэнерго России, "Политика и нормативно-правовая база, механизмы поддержки объектов возобновляемой энергетики", онлайн:

- <https://minenergo.gov.ru/node/453>, режим доступа: январь 6 2020
- [266] Global Wind Atlas, онлайн: <https://globalwindatlas.info/>, режим доступа: январь 6 2020
- [267] Газета "Правда Урфо": "В регионах резко выросли тарифы на электроэнергию. Рынок возлагает вину на НВАЭС-2", онлайн: <http://pravdaurfo.ru/articles/150240-v-regionah-rezko-vyrosli-energotarify-rynok>, режим доступа: январь 7 2020
- [268] Медиа 73, "Три крупных зарубежных предприятия открылись в этом году в Ульяновской области", 2014, онлайн: <https://media73.ru/2014/59390-tri-krupnyx-inostrannyx-predpriyatiya-otkrylis-v-etom-godu-v-ulyanovskoj-oblasti>, режим доступа: январь 7 2020
- [269] Постановление Правительства Ульяновской области от 18.11.2019 г. № 591-П "Об утверждении Положения о порядке и условиях конкурсного отбора для включения в схему развития электроэнергетики Ульяновской области генерирующих объектов, работающих на возобновляемых источниках энергии, в отношении которых планируется реализация электрической энергии (мощности) на розничных рынках, а также о требованиях к соответствующим инвестиционным проектам и критериях их отбора", 2019 г., онлайн: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/7300201911200002>, режим доступа: январь 7 2020
- [270] Правительство Ульяновской области, Постановление N 16/319-П "Об утверждении стратегии социально-экономического развития Ульяновской области до 2030 года (с изменениями от 19 июля 2019 г.)", 2019 г., онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/463710828>, режим доступа: январь 8 2020
- [271] УльПравда, газета "Экотуризм в Ульяновской области продолжает развиваться", апрель 2018 года, онлайн: <https://ulpravda.ru/rubrics/soc/v-ulianovskoi-oblasti-prodolzhaet-razvivatsia-ekologicheskii-turizm>, режим доступа: январь 8 2020
- [272] Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации, "Общая информация об особо охраняемых природных территориях в Российской Федерации за 2018 год" - Ульяновская область, 2018, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj71KD65PPmAhVBsaQKHW1wAd8QFjAAegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Fwww.gks.ru%2Ffree_doc%2Fdoc_2018%2Fbul_dr%2Fohrana%2FOOPT_2018.xlsx&usq=AOvVaw00yn0E5TXM_AL_dmyxo4Ww, режим доступа: январь 8 2020
- [273] Указ N 2912 с изменениями от 13 октября 2016 года "Об утверждении стратегии устойчивого развития сельских территорий Майского района на период до 2030 года", онлайн: <http://docs.cntd.ru/document/463719181>, режим доступа: январь 8 2020
- [274] УлПресса, "Стратегия развития начинается и побеждает", 2018 г., онлайн: <https://ulpressa.ru/2018/03/14/strategiya-razvitiya-nachinaet-i-vyiigryivaet/>, режим доступа: январь 8 2020
- [275] Auchan Retail, "Наши обязательства", онлайн: <https://www.auchan-retail.com/en/our-commitments/>, режим доступа: январь 8 2020
- [276] Марс, "Здоровая планета", онлайн: <https://www.mars.com/sustainability-plan/healthy-planet>, режим доступа: январь 8 2020
- [277] Анадолу Эфес, "Устойчивость, приоритеты", онлайн: <https://www.anadoluefes.com/index.php?qdii=in&qsayfa=sr&galtsayfa=onc&gicsayfa=&gjslem=&gbilgi=>, режим доступа: январь 8 2020
- [278] Информационный портал ТАСС "Доля возобновляемых источников энергии в балансе Ульяновской области может достигнуть 30% к 2030 году", 2018 г., онлайн: <https://tass.ru/ekonomika/5616994>, режим доступа: январь 9 2020
- [279] Федеральная служба государственной статистики России, годовой отчет "Промышленное производство в России - 2019", 2019, онлайн:

- <https://gks.ru/bgd/regl/b19%5F48/Main.htm> , режим доступа: январь 9 2020
- [280] Федеральная служба государственной статистики России, годовые отчеты "Промышленное производство в России" за 2016 год, онлайн: <https://gks.ru/folder/210/document/13225> , режим доступа: январь 9 2020
- [281] СО ЕЭС, "ЕЭС России: промежуточные итоги", ноябрь 2019, онлайн https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2019/ups_review_1119.pdf , режим доступа: январь 13 2020
- [282] Минэнерго РФ, "Схема и программа развития ЕЭС России на 2019-2025 годы", Приказ N174, онлайн: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiq6dHj0oDnAhUKyqQKHdxIB-kQFjACegQIBBAC&url=http%3A%2F%2Fwww.socdu.ru%2Ffileadmin%2Ffiles%2Fcompany%2Freports%2Fups-review%2F2019%2Fups_balance_analysis_2019q1.pdf&usq=AOvVaw2pM6EbGI1UODk5lqbdH_Jg, режим доступа: январь 13 2020
- [283] "ООО "Вершина Девелопмент", официальный сайт, "Проекты", онлайн: <https://vershina.energy/en/projects/>, режим доступа: январь 13 2020
- [284] "Региональная энергетика и энергоэффективность", А Magazin для профессионалов, "Более 500 МВт новой солнечной генерации было построено в России в 2019 году", ¹⁰ января 2020 года, онлайн: <https://energy.s-kon.ru/bolee-500-mvt-novoj-solnechnoj-generatsii-postroeno-v-rossii-v-2019-godu/> , режим доступа: январь 13 2020
- [285] "Тепловые насосы в современной промышленности и муниципальной инфраструктуре" , Информационно-методическое издание, Москва 2017, ISBN 978-5-906927-01-9, онлайн: <https://mpei.ru/personal/Lists/CadrePapers/Attachments/2000/%D0%92%D0%B5%D1%80%D1%81%D1%82%D0%BA%D0%B0%20%D1%87%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D1%8F.pdf> , режим доступа: январь 13 2020
- [286] ГИС ВИЭ, Карта электростанций, работающих на биомассе, онлайн: <http://gisre.ru/maps/maps-obj/bio>, режим доступа: январь 13 2020
- [287] ГИС ВИЭ, Карта геотермальных электростанций, онлайн: <http://gisre.ru/maps/maps-obj/geo>, режим доступа: январь 13 2020
- [288] Федеральная служба государственной статистики России, Годовой отчет за 2019 год "Россия в цифрах 2019", онлайн: <https://gks.ru/storage/mediabank/rus19.pdf> , режим доступа: январь 13 2020
- [289] Новая газета, "Проблемы отечественной электроэнергетики остаются нерешенными", 2019, онлайн: http://www.ng.ru/energy/2019-11-11/9_7723_problems.html, режим доступа: январь 14 2020
- [290] Информационный портал ТАСС, "Тарифы на передачу электроэнергии для россиян увеличатся на 5% в год", сентябрь 2019 года, онлайн: <https://tass.ru/ekonomika/6946159> , режим доступа: январь 14 2020
- [291] "Коммерсантъ", газета, "Перекрестное субсидирование будет жить без бюджета", июль 2019 года, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/4034231>, режим доступа: январь 14 2020
- [292] Государственная Дума РФ, Федеральный закон от 27 декабря 2019 г. N 471-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации", 23 декабря 2019 г., онлайн: <https://www.garant.ru/hotlaw/federal/1312840/> , режим доступа: январь 14 2020
- [293] Энергия Вита, "Закон о микрогенерации принят!", декабрь 2019 года, онлайн: <https://energjavita.ru/2019/12/10/zakon-o-mikrogeneracii-prinyat/>, режим доступа: январь 14 2020

- [294] Знак, онлайн-газета, "Страх "солнечных крыш", декабрь 2019 года, онлайн: https://www.znak.com/2019-12-10/eksperty_v_rossii_prinimaetsya_strannyi_zakon_o_domashnih_elektrostanciyah, режим доступа: январь 14 2020
- [295] "Коммерсантъ", газета, "Министерство промышленности и торговли стало зеленым", 2018, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3771131> , режим доступа: январь 14 2020
- [296] "Эксперт онлайн", онлайн-журнал, "Держись за ветер", июнь 2019 года, онлайн: <https://expert.ru/ural/2019/25/derzhis-po-vetru/>, режим доступа: январь 14 2020
- [297] Правительство РФ, Постановление от 27 сентября 2018 №1145 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии», онлайн <http://static.government.ru/media/files/6DqTSbgXFY6KIZ179AxVQLPk8dFA1lu4.pdf> , режим доступа: январь 14 2020
- [298] "Коммерсантъ", "Зеленую энергию вывозят на биржу", февраль 2019 года, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3873994>, режим доступа: январь 20 2020
- [299] «Новая Газета», «Первые плоды программы по возобновляемым источникам энергии», Сентябрь 2019, онлайн: http://www.ng.ru/ng_energiya/2019-09-09/12_7671_growth.html, режим доступа: январь 20 2020
- [300] "Веб-страница "Русэнергосбыт", "Новости, состоялось очередное заседание Комиссии РСПП по электроэнергетике", февраль 2019 г., онлайн: <https://ruses.ru/ru/press-centre/news/%D1%81%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%8F%D0%BB%D0%BE%D1%81%D1%8C-%D0%BE%D1%87%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B5-%D0%B7%D0%B0%D1%81%D0%B5%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5-%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8-%D1%80%D1%81%D0%BF%D0%BF-%D0%BF%D0%BE-%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B5> , режим доступа: январь 20 2020
- [301] "Коммерсантъ", газета, "В 2018 году производство электроэнергии в Краснодарском крае выросло на 4,4%", май 2019 года, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/3984704> , режим доступа: январь 20 2020
- [302] СО ЕЭС, "Кубанское отделение РДУ", онлайн: https://so-ups.ru/index.php?id=rdu_kuban , режим доступа: январь 20 2020
- [303] "Коммерсантъ", "Таманский конфликт", ноябрь 2019 года, онлайн: <https://www.kommersant.ru/doc/4156268>, режим доступа: январь 21 2020
- [304] Федеральная служба государственной статистики России, Департамент Краснодарского края, "Распределение организаций по видам экономической деятельности по состоянию на 1 октября 2019 г.", 2019 г., онлайн: [https://krsdstat.gks.ru/storage/mediabank/1\(15\).htm](https://krsdstat.gks.ru/storage/mediabank/1(15).htm), режим доступа: январь 22 2020
- [305] Официальный портал малого и среднего бизнеса Краснодарского края "Малый бизнес Кубани: "Ключевые показатели развития малого и среднего бизнеса в Краснодарском крае", 2020 г., онлайн: <http://www.mbkuban.ru/information/ekonomicheskie-pokazateli/>, режим доступа: январь 22 2020
- [306] РИА Новости, "На Кубани будут тепловые электростанции и 18 солнечных электростанций", февраль 2019 года, онлайн: <https://ria.ru/20190214/1550877613.html>, режим доступа: январь 22 2020
- [307] Neftgaz.RU, "СИБУР запустил фотоэлектрическую солнечную электростанцию",

- июнь 2019 года, онлайн: <https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/452635-sibur-zapustil-fotoelektricheskuyu-solnechnuyu-elektrostantsiyu/>, режим доступа: январь 22 2020
- [308] "NISE-ENERGY", "Завершенные проекты", 2020 г., онлайн: <https://nsia-energy.ru/info/projects>, режим доступа: январь 22 2020
- [309] Регионы России: "Какое будущее у "зеленой" энергетики? 400 миллиардов рублей будет выделено на ветряные турбины и солнечные батареи в России", август 2019 года, онлайн: <https://www.gosrf.ru/news/41495/>, режим доступа: январь 22 2020
- [310] Данные, полученные непосредственно от Министерства топлива и энергетики и коммунального хозяйства Краснодарского края по экологии, 23 января 2020 г
- [311] Министерство инфраструктурного развития Калининградской области, "Топливо-энергетический комплекс", 2020 г., онлайн: <http://infrastruktura.gov39.ru/activity/fuel.php>, режим доступа: январь 23 2020
- [312] Министерство инфраструктурного развития Калининградской области, "Схема и программа перспективного развития энергетики Калининградской области на 2020-2024 гг.", 2019 г., онлайн: <http://infrastruktura.gov39.ru/activity/fuel.php>, режим доступа: январь 24 2020
- [313] "Янтарьэнергосбыт", тарифы для населения 2019 и 2020 годов, онлайн: <https://yantarenergosbyt.ru/stoimost-uslug-naselenija/>, режим доступа: январь 27 2020
- [314] СО ЕЭС, "Департамент СО ЕЭС – РДУ Башкортостан", 2020, онлайн: http://so-ups.ru/index.php?id=rdu_bashkiria, режим доступа: январь 27 2020
- [315] Онлайн-каталог кодов TN VED, онлайн: <https://tnved.info/>, режим доступа: январь 30 2020
- [316] Системный оператор ЕЭС России: «Годовой отчет 2019», 2020, онлайн: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf, режим доступа: март 22 2020
- [317] Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 года N 1-р с изменениями от 18.04.2020, 2020, http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83805/, онлайн: режим доступа: май 4 2020