



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



ПРОЕКТ ПЛАНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕГИОНЕ ЧЁРНОГО МОРЯ:

Краткий отчёт по возобновляемым источникам энергии

Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря
III Фаза

Балканская и региональная программа партнёрства по энергетическим рынкам
Соглашение о сотрудничестве ЕЕЕ-А-00-02-00054-00

30 сентября 2012 г.

Данная публикация выпущена для ознакомления Агентством США по международному развитию. Подготовлена Энергетической ассоциацией США в рамках Балканской и региональной программы партнёрства по энергетическим рынкам.

ПРОЕКТ ПЛАНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕГИОНЕ ЧЁРНОГО МОРЯ:

**Краткий отчёт по возобновляемым источникам энергии
Проект планирования системы электропередачи в регионе
Чёрного моря
Подготовлен для:**

**Энергетической ассоциации США и
Агентства США по международному развитию, Офис Энергетики и
Инфраструктуры, Бюро Европы и Евразии**

Соглашение о сотрудничестве EEE-A-00-02-00054-00

**Данный отчёт подготовлен Энергетической ассоциацией США в
рамках Балканской и региональной программы партнёрства по
энергетическим рынкам**

**United States Energy Association
1300 Pennsylvania Avenue, NW
Suite 550, Mailbox 142
Washington, DC 20004
+1 202 312-1230 (USA)**

Данный отчёт составлен благодаря поддержки американского народа через Агентство США по международному развитию. Ответственность за содержание несёт Энергетическая ассоциация США и оно не обязательно отражает взгляды USAID и правительства США

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	iii
СОКРАЩЕНИЯ.....	iv
I. ВСТУПЛЕНИЕ	1
II. ДАННЫЕ ПО ЭНЕРГОСИСТЕМАМ	2
a. Армения	2
i. План развития возобновляемых источников.....	2
ii. Подключение возобновляемых источников к передающей сети	8
iii. Тарифы на возобновляемые источники	14
iv. Анализ результатов, баланс и контроль возобновляемых источников	15
v. Замечания и комментарии	15
b. Болгария	16
i. План развития возобновляемых источников энергии.....	16
ii. Подключение возобновляемых источников к передающей сети	20
iii. Тарифы на возобновляемые источники	24
iv. Анализ результатов, корректировка отклонений и контроль возобновляемых источников	25
v. Замечания и комментарии	25
c. Грузия.....	26
i. План развития возобновляемых источников энергии.....	26
ii. Connection of renewables to transmission grid	30
iii. Тарифы на возобновляемые источники	32
iv. Замечания и комментарии	33
d. Молдова.....	34
i. План развития возобновляемых источников энергии	35
ii. Подключения возобновляемых источников энергии.....	38
iii. Тарифы на возобновляемые источники	39
iv. Анализ результатов балансировки и контроля	39
v. Замечания и комментарии	39
e. Румыния.....	40
i. План развития возобновляемых источников.....	40
ii. Подключение возобновляемых источников к сети.....	45
iii. Тарифы на возобновляемые источники энергии	49
iv. Анализ результатов, корректировка отклонений и контроль возобновляемых источников	49
v. Замечания и комментарии	49
f. Россия.....	51
i. План развития возобновляемых источников	51
ii. Подключение возобновляемых источников к сети электропередачи	53
iii. Тарифы на возобновляемые источники	55
g. Турция	56
i. План развития возобновляемых источников энергии.....	56
ii. Подключение передающих источников к передающей сети	63
iii. Тарифы на возобновляемые источники энергии	67
iv. Анализ результатов, балансировка и контроль возобновляемых источников	68
v. Замечания и комментарии	68
h. Украина	70
i. План развития возобновляемых источников.....	70
ii. Подключение возобновляемых источников к сети.....	78
iii. Тарифы на возобновляемые источники	81
iv. Замечания и комментарии	82
III. References.....	1

СОКРАЩЕНИЯ

Общие

TSO	- Системный оператор
TEN-E	- Транс-Европейские энергетические сети
CIGRÉ	- Международный совет по большим электросистемам
UCTE	- Союз по координации передачи электроэнергии
ENTSO/E	- Европейская сеть системных операторов электроэнергии (бывший UCTE)
ACER	- Агентство по сотрудничеству регуляторов в энергетике
NRA	- Национальное регуляторное агентство или администрация
IEM	- Внутренний энергетический рынок
REM	- Региональный энергетический рынок
LOLE	- Потеря ожидаемой нагрузки
SAF	- Прогноз соответствия системы требованиям
SoS	- Надежность снабжения
VOLL	- Величина потери нагрузки
ETS	- Система торговли выбросами
EWIS	- Европейское исследования подключения ветрогенерации
CENTREL	- Ассоциация системных операторов Чешской республики, Венгрии, Польши и Словакии
SEE	- Юго-Восточная Европа
SECI	- Инициатива по сотрудничеству в Юго-Восточной Европе
BSTP	- Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря
FIT	- специальный закупочный тариф, «зелёный тариф»
LF	- Поток распределения нагрузки
OPF	- Оптимальный поток энергии
FGC, UNEG	- Федеральная сетевая компания, Единая национальная электрическая сеть
IPS/UPS	- Объединённая энергосистема/ Единая энергетическая система

Энергопередача

AC	- Переменный ток
DC	- Постоянный ток
HV	- Высокое напряжение
MV	- Среднее напряжение
LV	- Низкое напряжение
HVAC	- Высокое напряжение переменного тока
HVDC	- Высокое напряжение постоянного тока
EMF	- Электромагнитное поле
ED	- Распределение электроэнергии
SS	- Подстанция
OHL	- Воздушные линии
UC	- подземный кабель
SC	- подвожный кабель
TR	- Трансформатор
OLTC	- Переключатель выходных обмоток трансформатора под нагрузкой
PST	- Фазопереключающий трансформатор
SCR	- Отношение короткого замыкания
ESCR	- Эффективное отношение короткого замыкания
CCT	- Критическое время отключения
LCC	- Преобразователь с линейной коммутацией
FACTS	- Гибкая система электропередач переменного тока
VSC	- Преобразователь напряжения
STATCOM	- Статический синхронный компенсатор
NTC	- Чистая мощность передачи
TTC	- Общая мощность передачи
RC	- Остаточная мощность
RAC	- Надежная доступная мощность

Генерация

HPP	– Гидроэлектростанция
RHPP	– Насосная гидроэлектростанция
TRP	– Тепловая электростанция
NPP	- Атомная электростанция
CCGT	- Газовая турбина с комбинированным циклом
CCS	- Улавливание и хранение углекислого газа
CHP	- Совместное производство тепла и энергии
RES	- Возобновляемые источники энергии
NGC	- Чистая мощность генерации
VAR	- Вольт-ампер-реактивные, реактивная мощность
BTU	- Британская тепловая единица = 1055J = 0.293Wh = 252cal, mBTU = 1000000BTU
tcm	- тысяча кубических метров 1000m ³
RGC	– Региональная генерирующая компания
TGC	- Территориальная генерирующая компания
WGC	– Оптовая генерирующая компания

Страны

	ISO	Country	Car
Австрия	AT	AUT	A
Албания	AL	ALB	AL
Босния и Герцеговина	BA	BIH	BiH
Болгария	BG	BUL	BG
Хорватия	HR	CRO	CRO
Германия	DE	GER	D
Греция	GR	GRE	GR
Венгрия	HU	HUN	HU
Италия	IT	ITA	I
БЮР Македония	MK	FYRM	MAK
Черногория	ME	MNE	MNE
Румыния	RO	ROM	ROM
Сербия	RS	SRB	SRB
Словения	SI	SLO	SLO
Швейцария	CH	SUI	CH
Турция	TR	TUR	TUR
Украина	UA	UKR	UKR
Армения	AM	ARM	ARM
Грузия	GE	GEO	GEO
Молдова	MD	MLD	MLD
Россия	RU	RUS	RUS
Азербайджан	AZ	AZB	AZB
Беларусь	BY	BLR	BLR

I. ВСТУПЛЕНИЕ

Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря (BSTP) был организован Агентством США по международному развитию, Энергетической ассоциацией США и системными операторами Черноморского региона в 2004 г. с целью накопления институционального опыта по созданию и анализу первой общей для региона модели планирования электропередач. Членами рабочей группы проекта являются представители системных операторов Армении, Болгарии, Грузии, Молдовы, Румынии, России, Украины и Турции.

В качестве общего программного обеспечения для проекта был выбран Программный комплекс моделирования энергосистем для инженеров (PSS/E). В рамках проекта каждый системный оператор получил данное программное обеспечение и прошёл непрерывное обучение по его использованию и приложениям в целях создания в регионе национальных и региональных моделей Черноморской высоковольтной сети электропередач.

Рабочая группа BSTP создала первые детальные национальные и региональные модели потокораспределения нагрузки и динамические модели высоковольтной сети для горизонтов планирования на 2010, 2015 и 2020 гг. Эти модели используются для выявления узких мест в региональной торговле электроэнергией, моделирования влияния сети электропередач на энергетическую безопасность, определения потенциала подключения возобновляемых источников энергии, и определения требований по инвестициям в сеть.

Системные операторы проекта BSTP сообщают, что они ожидают подключение большого количества возобновляемых источников энергии в форме ветровой, гидроэлектрической и солнечной генерации в среднесрочной и долгосрочной перспективах. Добавление данной мощности приведёт к изменению параметров планирования и эксплуатации национальных и региональных сетей электропередач.

В ходе данной фазы проекта BSTP модели обновляются с целью использования более точного моделирования источников возобновляемой энергии, которые будут подключены к сети в 2015 и 2020 гг. В целях выполнения оценки по странам каждый системный оператор заполнил вопросник по национальной политике в области возобновляемых источников энергии, регулирования, планов развития возобновляемых источников энергии, тарифам и другим финансовым стимулам для использования возобновляемых источников энергии, процедурам подключения и другим критическим вопросам, влияющим на подключение возобновляемых источников энергии.

Более точные оценки новых проектируемых возобновляемых мощностей, добавленные к сети на 2015 и 2020 гг. в ходе данного исследования используются для создания модели оптимального потока энергии на базе PSS/E. Модель ОПЭ, которая принимает в расчёт перспективы роста генерирующих мощностей, национальную энергетическую политику, тарифы и другие стимулы, обеспечивает Рабочую группу первыми для региона моделями оптимизированной диспетчеризации узких мест в передаче для национальных и региональной энергосистем. Оптимизированные модели позволят оценить безопасность и надежность региональной сети, используя экономические сценарии трансграничной торговли. Результаты покажут, где потребуются усиления сети и создание новых связей в целях оптимизации региональной торговли новой, чистой и возобновляемой энергией.

Данный отчёт дополняет Отчёт по созданию Региональной модели оптимального потока энергии проекта BSTP также подготовленного в рамках данной Третьей фазы проекта. Целью проекта является обеспечение руководителей отрасли, регуляторов, инвесторов и

международные финансовые институты ясной картиной политики возобновляемых источников энергии, планов, схем стимулов и вопросов подключения системы для каждого системного оператора Черноморского региона.

II. ДАННЫЕ ПО ЭНЕРГОСИСТЕМАМ

а. Армения

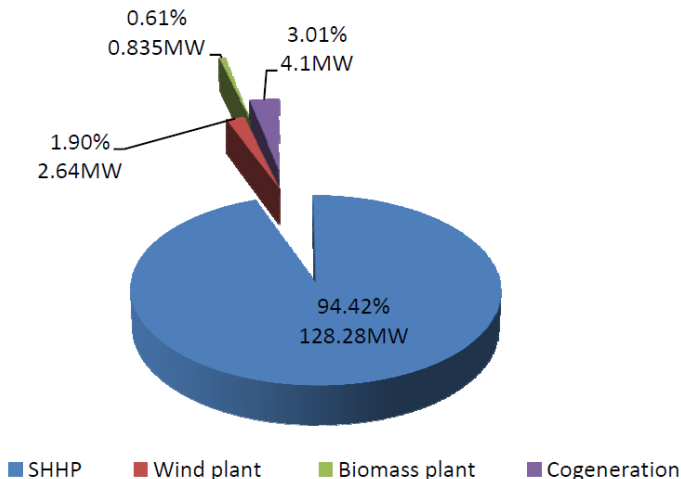
Большую часть генерируемой мощности Армении обеспечивают тепловые электростанции, работающие на газе 1650MW (55%). На втором месте - гидроэлектростанции с установленной мощностью 1020MW (30%). На третьем месте атомные электростанции - 440MW (12%), и, наконец, доля ВИЭ (RES)



превысивших свой срок эксплуатации составляет (3%) Развитие возобновляемых источников энергии имеет решающее значение для надежности и качества электроснабжения Армении. Использование местных источников снизит зависимость Армении от импорта ископаемого и ядерного топлива, что повысит энергетическую безопасность и независимость страны

і. План развития возобновляемых источников

Следует отметить, что, хотя установленная мощность составляет 3%, почти 7% производимой энергии в Армении приходится на RES.



Малая гидрогенерация

Гидрогенерация всегда составляла большую часть энергоресурсов Армении. Существующие два каскада обеспечивают покрытие пиковой энергии более чем 1000 MW установленной мощности. Эти проекты крайне важны для обеспечения дорогой пиковой нагрузки, стабильности системы и других преимуществ. В Армении уже давно существуют проекты малой гидрогенерации. К этим проектам относят гидрогенераторы менее 10 MW, большая часть из которых менее 5 MW. Многие проекты были начаты в советский период, хотя строительство некоторых из них были построены в период независимости Армении.

Будучи изолированным географическим регионом, в недавнем прошлом Армения испытывала перебои с поставками. Ключевым элементом энергетической безопасности для Армении может быть обеспечение инвестиций, которые обеспечат эффективность, экономическую и экологическую устойчивость возобновляемых источников энергии и их использование. Отключения 90-х и годы энергетического кризиса послужили ключевыми моментами для развития новых проектов. Правительство поощряло разработчиков проектов малой гидрогенерации и, как результат, местными предпринимателями было реализовано несколько новых проектов, в том числе проектов малой водной генерации на Ереванском озере, канале Котайк и Армакитсе. Расширению малой гидрогенерации способствовало принятие в 2000 г. документов по регулированию возобновляемых источников энергии

Проекты малой гидрогенерации (SHPP) успешно развивались в прошедшую декаду. Данный сектор отрасли обеспечивает около 5% годового производства электрической энергии и способен увеличивать выработку и дальше. Однако существуют проблемы и препятствия на пути дальнейшего развития сектора отрасли. На *Рисунке 11.1* показаны основные места расположения малых ГЭС.

Таблица 11.1 – Армения – Малая гидрогенерация

Mid and long rage	Мощность (MW)	Выработка(GWh)	Инвестиции (Mil \$)
Ресурс: (Возможный макс)	305.3	1118	366.3
Возможный мин:	252.3	774	302.7
2010	102.5	315.2	-
Баз. Вариан 2015 (прогноз)	140	430	168-182
Баз. Вариа 2020 (прогноз)	175	537	210-227.5

Предполагается ввод около 180 новых объектов МГЭС (SHPP) мощностью более 300 MW и средней годовой генерацией 1127 GWh. В настоящее время работают 80 станций, мощностью 102 MW и с выработкой 315 GWh. Общее потребление электроэнергии в Армении в 2009 составило менее 5100 GWh.



Рис.11.1 – Армения– расположение малых гидроэлектростанций

Реальные объёмы установленной мощности МГЭС (SHPP) по оценкам составят 200 MW с годовой генерацией около 650 GWh в 2020 г. в соответствии с объяснениями, данными Министерством энергетики и природных ресурсов в отношении новой стратегии развития малой гидроэнергетики в Армении, и выводов из обсуждений в правительстве Армении, Документ N/23.4 (30901)-10 02.12.2010.

Таблица 11.2 – Армения – Установленная мощность малых ГЭС в Армении, MW

год	2015	2020
Арагацотн	19.250	19.915
Армавир	0.995	0.995
Гегаркуник	10.240	10.774
Лори	14.111	22.189
Котайк	5.531	6.098
Ширак	8.180	10.730
Сюник	38.458	42.852

Вайотс Дзор	30.705	32.456
Тавуш	12.559	23.985
Арабат	0.000	4.949
Итого	140.029	174.943

В каждом процессе прогнозирования результат будет зависеть от принятых предположений. Часто предполагаемые величины являются неопределёнными, что означает, что сам прогноз является приблизительным. Принятые значения могут комбинироваться в разных вариантах, приводя к разнящимся результатам прогнозирования. В среднем за последние три года ежегодно вводилось в строй 10-11 MW генерации. Данный темп развития может только возрастать, вызывая радикальные изменения в процессе развития, что не слишком вероятно и может не соответствовать интересам стейкхолдеров разных уровней от потребителей-плательщиков до диспетчеров.

Биомасса

В настоящее время есть только одна электростанция мощностью 0.835MW на биогазе, получаемом из отходов птицефабрики в Лусакерте (начала работать в 2008 г.). Это крупнейшая электростанция в регионе. Существуют планы дальнейшего развития этого направления.

Солнечная

Армения не обладает достаточными ресурсами для использования солнечной энергии как это видно из индекса интенсивности солнечного излучения:

Район	Индекс излучения
Ереван	1647.2 kWh/m ²
Калинино	1404 kWh/m ²
Гюмри	1624 kWh/m ²
Севан	1670 kWh/m ²
Мартуни	1740 kWh/m ²
Жермук	1682 kWh/m ²
Кочбек	1786.4 kWh/m ²
Капан	1647.2 kWh/m ²
Итого	13200.8 kWh/m ²

Геотермальная энергетика

В Армении строится геотермальная электростанция Джермахбюр, которая будет крупнейшей в стране геотермальной электростанцией с установленной мощностью 150 MW (195GWh). Эта электростанция расположена на юге на высоте 2800m над уровнем моря. Температура воды там 115-340C на глубине 1000-2500m. Также в Ереване существуют источники с температурой выше 100C но на глубине 4000m.

Ветрогенерация

Армения располагает значительными запасами ветровой энергии. В ряде исследований указаны наиболее перспективные районы для развития ветровой энергетики и строительства электростанций. Теоретические оценки потенциала ветровой энергетики составляют более чем 11000 MW. Около 5000 MW's могут производиться в районах, потенциал производства ветровой энергии которых оценивается как хороший и отличный (Рисунок 11.2). В рамках технической возможности можно говорить о количестве, дающим возможность поддерживать развитие более 1000MW при этом 500MW, с готовым потенциалом генерации 1 billion kWh, в настоящее время рассматриваются как реальные. Эти ветровые электростанции могут производить кол-во энергии эквивалентное 17% современного потребления в Армении. Правительство делает шаги по популяризации развития возобновляемых источников в стране, ставит задачу выработки до 500MW ветровой энергии к 2025 году. Это откроет новый рынок для технологий ветрогенерации и объектов, что послужит развитию новой индустрии и обеспечит дальнейший экономический рост.

В 2003-2004 компания СоларЭн провела измерения ветровой нагрузки на двух площадках (Пушкинская тропа и аэропорт Сисян), профинансированные правительством Ирана. На основании полученных данных было принято окончательное решение о строительстве пилотной ветровой фермы на Пушкинской тропе общей мощностью 2.6MW (Ветрогенерирующая установка Лори-1 с ветровыми турбогенераторами 4 x 660kW). В Таблице 11.3 показаны ожидаемые данные развития ветровой энергетики по срокам и мощностям:

Табл.11.3 – Армения – Установленная мощность WPPs Армении, MW

Регион	2015		2020		Потенциал	
	Мощ. MW	Пр. GWh/y	Мощ. MW	Пр. GWh/y	Мощ. MW	Пр. GWh/y
Карахач	20	50	140	300	220	480
Зад	20	50	20	50	50	125
Пушкин	-	-	15	30	25	50
Восточный Памбак	-	-	60	105	60	105
Фонтан	-	-	75	140	75	140
Итого	40	100	310	625	430	900

Данные оценки базируются на том факте, что измерения ветра на данных площадках уже были произведены или производятся в настоящее время, и выбор наилучших площадок уже произведён. Инвесторы будут заинтересованы в развитии тех площадок, где мониторинг и технические обоснования уже выполнены, а не находятся в начальной стадии. Развитие ветровой энергетики также будет напрямую зависеть от инвестиционного климата, в частности от тарифов. Без повышения тарифов на ветровую энергию маловероятно, что это развитие будет продолжаться, либо оно ограничится одной или двумя лучшими площадками. В настоящее время строительство на двух лучших площадках – Карахач и Зод – приостановлено, ввиду отсутствия надежных инвестиций при текущем уровне тарифов AMD 32.8/kWh (или USD 8.2 цента/kWh).

Проекты ветрогенерации обычно не способны финансировать стоимость модернизации энергосети. Следовательно, некоторые из запланированных проектов не могут быть начаты до завершения модернизации сети. Это может ограничить темпы развития ветрогенерации в некоторых районах. В этом плане консервативная оценка развития ветрогенерации составляет до 250 MW мощности к 2020 г.

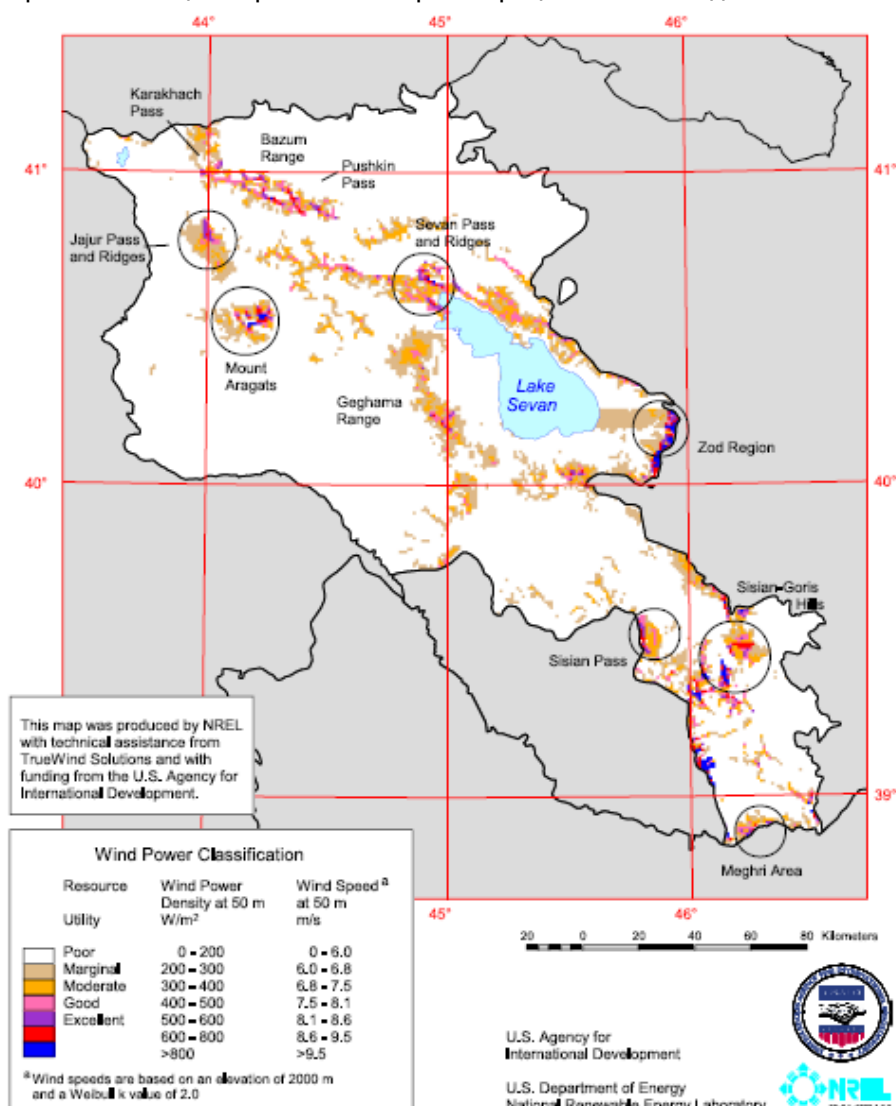
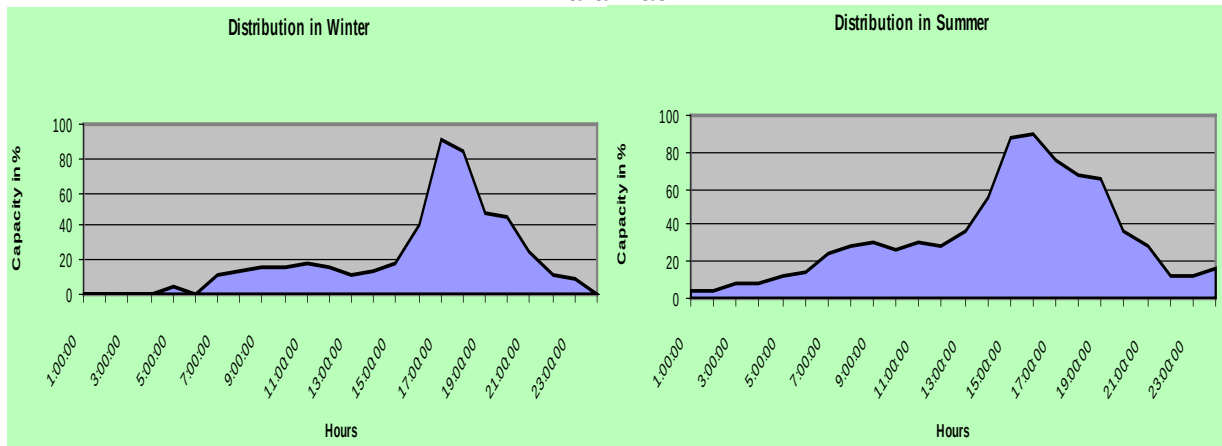


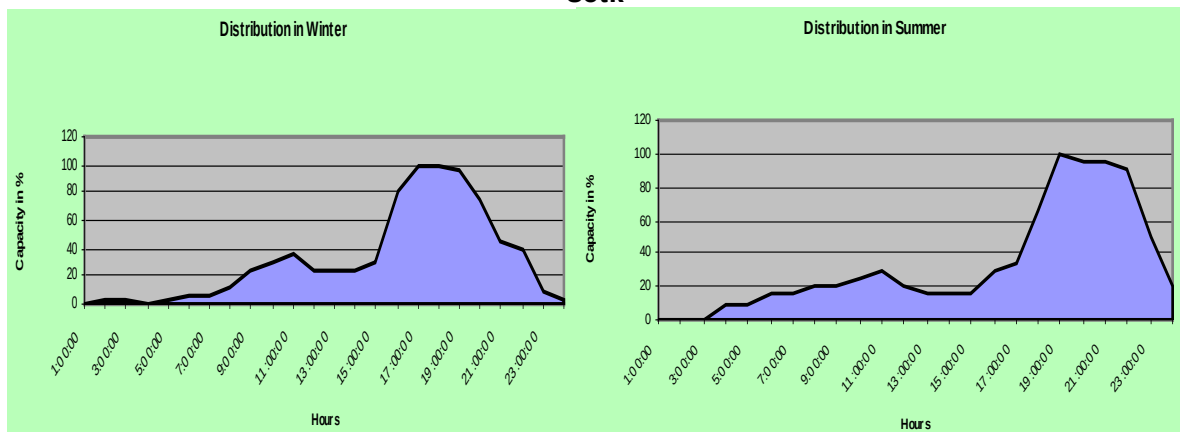
Рис. 11.2 – Армения – потенциал ветрогенерации

Специфика развития электрогенерации в Армении состоит в том, что большинство наилучших площадок расположены на высоте выше 2000m над уровнем моря. Плотность воздуха на соответствующих площадках на 25%-27% ниже, чем на побережье, что делает ветровую нагрузку довольно низкой. Низкие температуры слегка компенсируют данный эффект. Средний КПД ветровых ферм в Армении оценивается в 20%-25%. На лучших площадках однако он может достигать 28%.

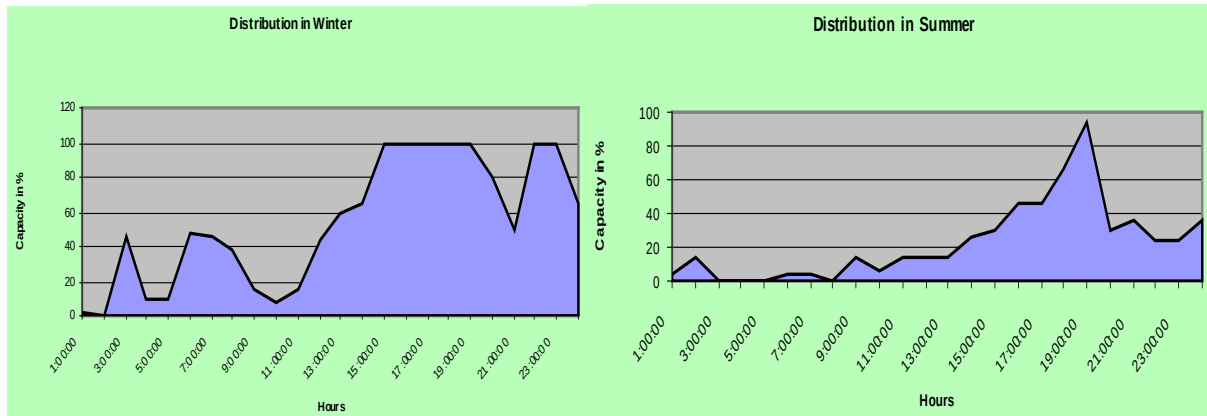
Karakhach



Sotk



Pushkino



Semenovka

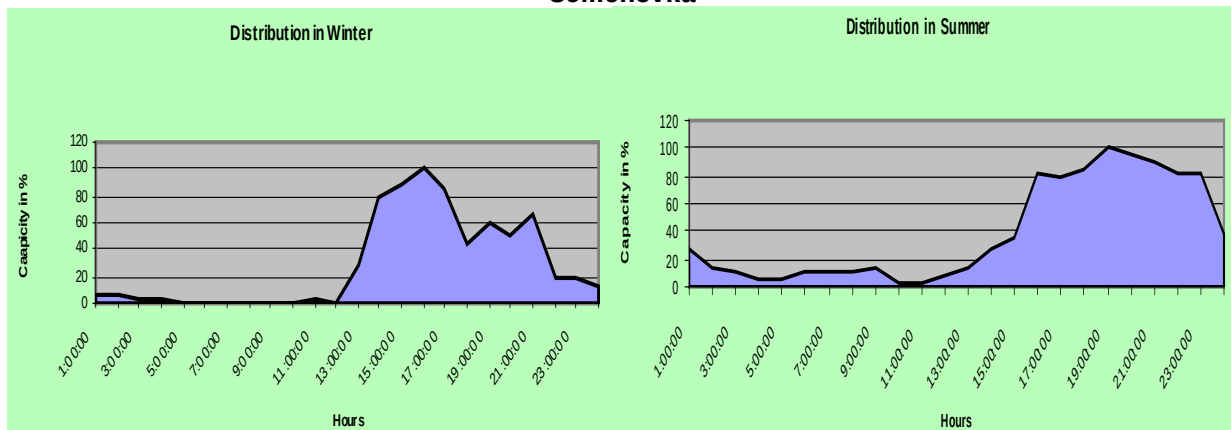


Рис. 11.3 – Армения – Суточные графики мощности зимних и летних дней

ii. Подключение возобновляемых источников к передающей сети

На Рис. II.4 показана система энергопередачи Армении с включенными планируемыми новыми элементами сети. Система энергопередачи Армении состоит из линий 220 kV и 110 kV. Основным в плане модернизации – строительство сети 400kV через всю Армению с Севера (новая связь с Грузией) на Юг. На Рисунке показаны основные параметры системы энергопередачи Армении.

Система энергопередачи Армении состоит из линий 220 kV и 110 kV. На Рисунке II.4 показана карта системы энергопередачи Армении и в Таблице II.4 приведены основные параметры системы энергопередачи Армении

Таблица II.4 – Армения – обзор сети

Линии		Трансформаторы	
Напряжение	Протяженность ЛЭП и кабеля	Напряжение	Установлен. мощность
(kV)	(km)	(kV/kV)	(MVA)
220	1527	220/x	2715
110	3083	110/x	5700
total	4610		8415

Таблица II.5 – Армения – обзор подключений

Страна	Название	Место соединения	Статус	Комментарии
AM-GE	Алаверди 220 kV	OHL 220 kV Алаверди (AM)-Тбилиси (GE)	Существ.	Островн., должен синх
AM-GE	Лалавар 110	OHL 110 kV Алаверди 2 (AM)-Садахло (GE)	Существ.	Остров.
AM-GE	Ахотск 110	OHL 110 kV Ахотск (AM)-Ниноциминда (GE)	Существ.	Остров.
AM-TR	Карс 220 kV	OHL 220 kV Гумри (AM)-Карс (TR)	Существ.	Остров.
AM-GE	Марнеули 400 kV	OHL 400 kV Храздан (AM)- Марнеу (GE)	Планир.	
AM-TR	Нов. 400 kV HVDC AM-TR	HVDC 400 kV ANPP (AM)-Хоразан (TR)	Планир.	к 2020

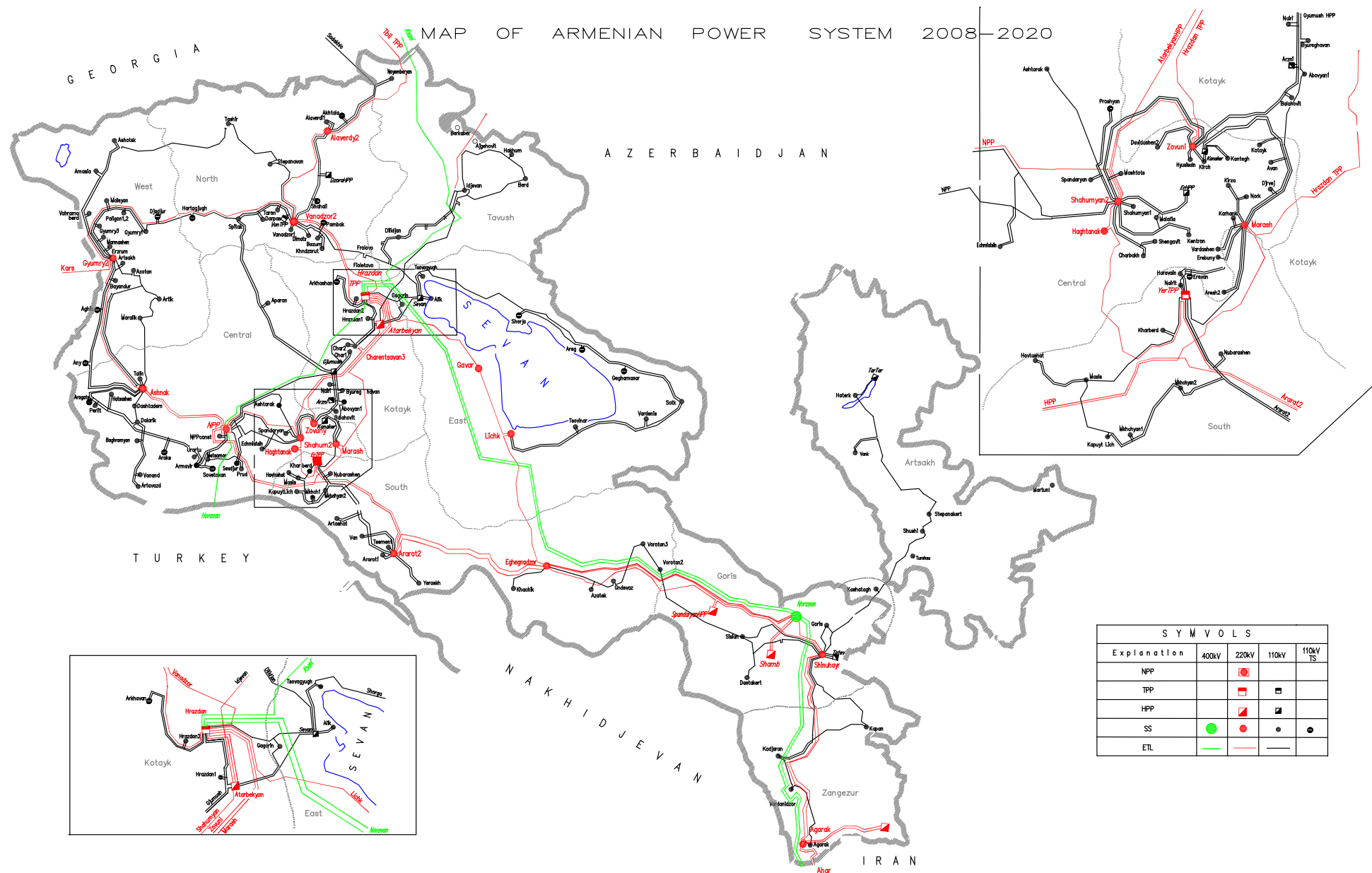


Рисунок 11.4 – Армения – карта сети

Рисунок 11.6 – Армения – существующие и планируемые подключения RES к сети

Plant / Identification name	Name in BS RTSM	Type [wind / solar / biomass]	Existing / Planned	Requests [MW]	Potential [MW]	Epotential [MWh/year]	Pinst2015 [MW]	Pinst2020 [MW]	Location [area, region]	Connection point
SHPP region Aragatsotn	8AMNPPSH	water	Existing	2.9	2.9	18670	18.7	19.2	Aragatsotn	substation Ashtarak 110/35/10
SHPP region Armavir	8DALARSH	water	Existing	9	9	17500	10	10	Armavir	substation Armavir 110/35/10
SHPP region Ararat	8ARARTSH	water	Existing	3.5	3.5	5340	3.5	8.6	Ararat	substation Ararat 110/35/10
SHPP region Gegharkunik	8LICKSH	water	Existing	1.1	1.1	4730	10.3	12.5	Gegharkunik	substation Lick 110/35/10
SHPP region Lori	8VANDZSH	water	Existing	22.5	22.5	63520	28	34.6	Lori	substation Vanadzor 110/35/10
SHPP region Kotaik	8ABOVYSH	water	Existing	6.4	6.4	17030	9.6	11.9	Kotaik	substation Abovyan 110/35/10
SHPP region Ширак	8GYUMR5	water	Existing	10.7	10.7	35720	14.9	15.9	Shirak	substation Gyumri 110/35/10
SHPP region Siunik	8SHINUSH	water	Existing	23.2	23.2	79720	38.2	40.5	Siunik	substation Shinuayr 110/35/10
SHPP region Vayots Dzor	8EXEGNSH	water	Existing	21.8	21.8	52340	30.6	38.5	Vayots Dzor	substation Ehegnadzor 110/35/10
SHPP region Tavush	8HRAZDSH	water	Existing	7.1	7.1	17800	14.4	19.1	Tavush	substation Hrazdan 110/35/10
Karaxach	8GYUMRW	wind	Planned				20	140	Shirak	substation Gyumri 110/35/10
Zod	8LICKW	wind	Planned				20	20	Gegharkunik	substation Lick 110/35/10
Pushkin+East Pambak	8VANDZW	wind	Planned				-	75	Lori	substation Vanadzor 110/35/10
Fontan	8CHARNVW	wind	Planned				-	75	Kotaik	substation Charencavan 110/35/10
Megri	8AGARK2	water	Planned	140	140		140	140	Siunik	substationn/c Mergi 220/35/10
Snokh	8SHNOKHH	water	Planned	76	76		76	76	Lori	substation Alaverdi 110/35/10
Loriberd	8LORIBH	water	Planned	60	60		60	60	Lori	substationn/c Lori 110/35/10

Возобновляемые источники могут быть подключены либо напрямую к передающей электросети или как распределённые источники в распределительную сеть. В Армении принят подход состоящих в подключении источников ветрогенерации к ближайшей передающей линии 110 kV. В первой группе мы можем объединить ветрогенераторы, а во второй – малые ГЭС.

Энергия от ветрогенераторов обычно передается на уровне 110 kV к существующей подстанции, дополненной повышающими трансформаторами для переключения устройств и обеспечения подключения к сети. На приведённой карте сети показано расстояние большинством площадок ветрогенераторов и подстанциями существующей энергосистемы. В Таблице II.6 указаны планируемые подключения возобновляемых источников к сети в предстоящий период.

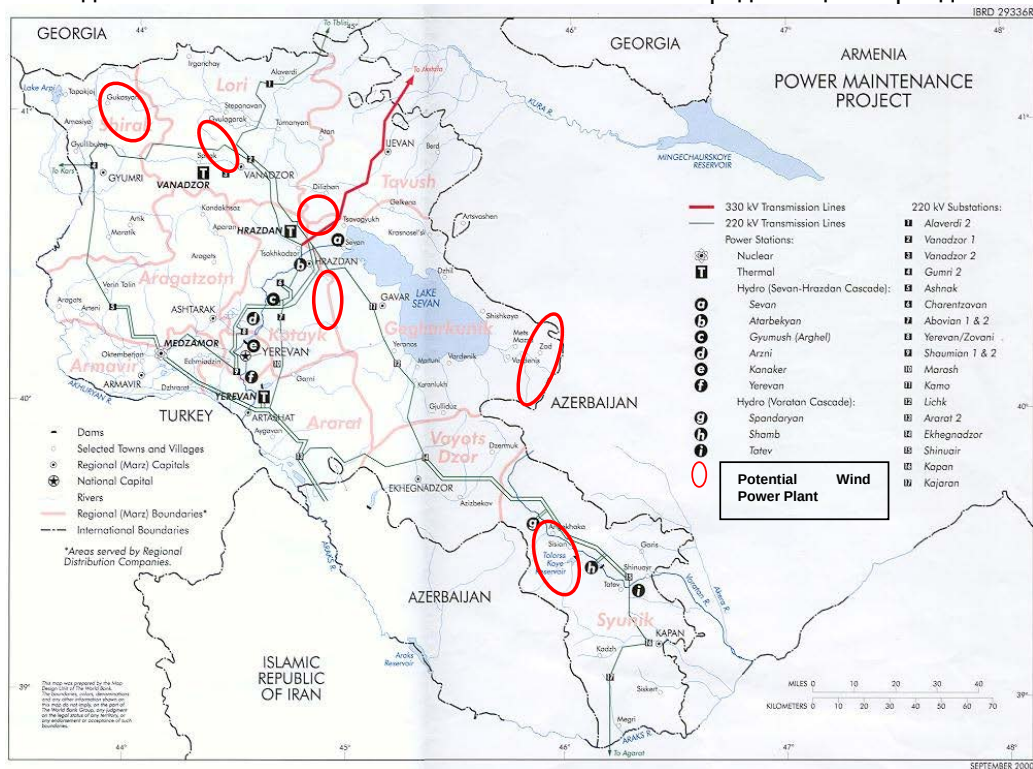


Рисунок II.5 – Армения – Расстояние от ветрогенераторов до подстанций

Подключение ветрогенераторов к существующей сети в Армении будет следовать определённым процедурам, которые были успешно использованы в ряде других стран. Существуют строгие правила и процедуры, которые следует выполнять для обеспечения безопасных совместимых операций. Результатом будет являться повышение надёжности энергосистемы в дополнении к использованию чистых и устойчивых источников энергии доступных в стране

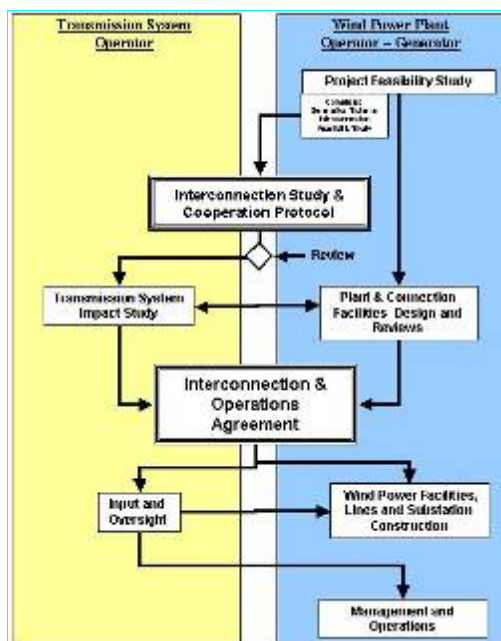


Рисунок 11.6 – Армения – Шаги процесса подключения ветрогенератора и системного оператора (Системный оператор Армении)

Для обеспечения безопасной и надежной работы по подключению к сети необходимо согласованная работа компании «Электрические сети Армении» (ENA), Системного оператора (SO), и создателя/оператора ветрогенерирующей станции. Существует ряд необходимых, связанных с сетью исследований и соглашений, которые необходимо выполнить по мере реализации проекта. Смотри ниже диаграммы потоков энергии. В период выполнения технического обоснования, результатом которого является Протокол подключения, производится изначальное моделирование потокораспределения нагрузки данного подключения и статическое моделирование. Более детальное динамическое исследование выполняется после получения финансирования проекта и выбора модели ветровой турбины. Данное исследование предоставляет основные данные для Соглашения по подключению и работе между девелопером и SO. Данные меры и документы по совместным соглашениям осуществляются по типовым соглашениям, разработанным в рамках Набора инструментов по возобновляемым источникам энергии Международной финансовой корпорации.

Другим подходом является распределённая энергетика. Этот подход снижает энергопотери при передаче из-за близости генерации к потребителю. Он может быть даже там же расположен. Это также снижает размер и количество линий энергопередачи. Типичные источники генерации, работающие по схеме «зелёный тариф» просты в управлении, имеют низкий уровень выбросов и высокую эффективность.

Источники распределённой генерации расположенные в отдалённых сельских районах с низким потреблением электроэнергии, позволяют снизить технические потери, возникающие при передаче и распределении. Небольшие станции позволяют поддерживать напряжение на необходимом уровне тем самым обеспечивая определённую стабильность. Они также играют решающую роль в обеспечении локальной мощности в случае отключения ЛЭП и аварий. Подобного рода потери составляют 6-8%. Малая распределённая гидрогенерация снижает потери при передаче по стране, обеспечивая местную поставку быстрее чем через линии электропередачи и распределения. Наибольший эффект достигается для радиальных линий

Согласно разного рода нормативно-правовым актам по регулированию в Армении для развития, создания и эксплуатации электростанции необходимо пройти ряд процедур, которые приводятся ниже в хронологическом порядке:

- Исследование и определение потенциала
- Проведение предварительного технико-экономического исследования
- Получение девелопером статуса юридического лица
- Предоставление технико-экономического обоснования необходимого для лицензирования проекта
- Проведение изучения окружающей среды и предоставления оценки последствий
- Обеспечение прав землепользования (аренда земли, покупка, право землеотвода)

- g. Обращение (получение формы) в Марц(местный орган управления) и губернатору за изменением статуса (категории) землепользования
- h. Обращение в Комиссию по регулированию общественных услуг (PSRC) за лицензией на строительство;
- i. Обращение за разрешением на водопользование;
- j. Завершение деталей проекта и официальной оценки воздействия на окружающую среду
- k. Проведение публичных слушаний по оценке воздействия на окружающую среду.
- l. Получение разрешения на водоотводное пользование (на три года);
- m. Получение лицензии PSRC на строительство (15 после ввода в эксплуатацию);
- n. Внесение залога за лицензирование PSRC;
- o. Завершение инженерного проекта;
- p. Строительство электростанции согласно строительной лицензии PSRC
- q. Подключение станции согласно требованиям ENA (компания «Электрические сети Армении»);
- r. Установка счетчиков;
- s. Проверка и ввод в эксплуатацию объекта;
- t. Подписание контракта (Соглашение о закупке мощности – PPA) и продажа мощности ENA;
- u. Обращение и получение лицензии PSRC на эксплуатацию.

iii. Тарифы на возобновляемые источники

Международные организации считают инвестиционную и торговую политику Армении наиболее открытой среди стран CIS. Правительством было одобрено обязательная для сети покупка всей электрогенерации ветровыми электростанциями по крайней мере в течении 15 лет после ввода в эксплуатацию. Хотя это и является важным шагом, но большим ветровым электростанциям часто требуется 20 лет для обеспечения инвесторам гарантий возвращения вложенных средств. Армения установила тарифную сетку для ветрогенерации, которая регулируется правительством и предназначена для обеспечения возвращения вложения инвестиций. Существующий «зелёный тариф» на ветрогенерацию составляет 32.8 AMD/kWh. Несмотря на это инвестиционный климат и законодательные рамки для развития ветрогенерации в Армении всё еще требуют дальнейшего совершенствования для увеличения экономической привлекательности проектов ветрогенерации.

В 1997 году был принят закон РА «Об энергетике», который действовал до выхода обновленного закона РА «Об энергетике» в 2001 году, включая изменение Статьи-59, гарантирующей покупку всей энергии, произведённой возобновляемыми источниками, распределительной компанией - ENA (Электрические сети Армении) в течении 15 лет с начала эксплуатации. В последствии PSRC одобрила пакет документов по регулированию, включающем процедуры по лицензированию, «зелёным тарифам» (FiT) и эксплуатации. В течении последних 10 лет более чем 50 новых объектов малой гидрогенерации были введены в строй.

Таблица II.7 – Армения – тарифы на RES (до налогов)

	category	AMD/KWh	EURc/KWh	USDc/KWh
I	Small HPP on the rivers	19.28	3.60	5.07
II	Small HPP on the irrigation system	12.85	2.40	3.38
III	Small HPP on the drinking water	8.57	1.60	2.26
IV	Wind Farm	33.76	6.31	8.88
V	Biomass	36.93	6.90	9.72

2001 г. Регуляторная комиссия Армении разработала концепцию тарифов, благоприятствующих развитию возобновляемой энергетики, в долларах США (USD 5 cent/kWh). С тех пор они несколько раз изменялись, но обычно тарифы на ветрогенерацию ниже, чем необходимо девелоперам для финансирования проекта. В результате за последние 10 лет развития не наблюдалось. Принятый новый подход установления тарифов в местной валюте и ежегодная корректировка в соответствии с местной инфляцией и ставками FOREX делают тарифы непредсказуемыми для инвесторов (особенно если иметь в виду тот факт, что официальная индексация не всегда отражает действительные величины).

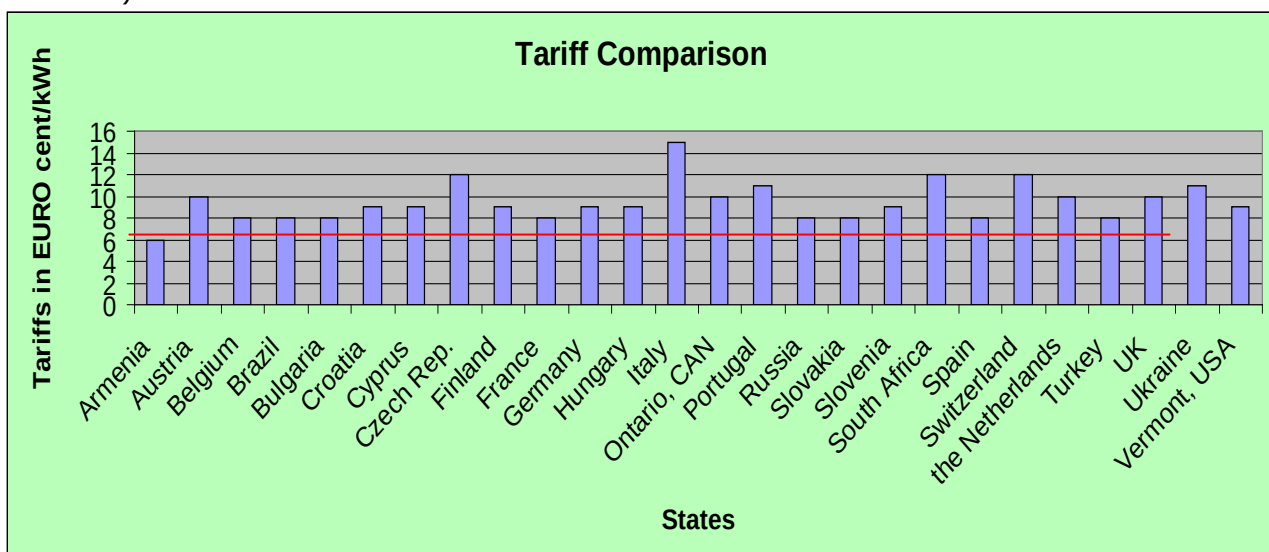


Рисунок II.7 – Армения – таблица сравнения тарифов на ветрогенерации по странам

iv. Анализ результатов, баланс и контроль возобновляемых источников

Корректировка отклонений, в случае внедрения большого подключения возобновляемых источников, становится важной проблемой. Вследствии этого при проведении всесторонних анализов в Армении должны учитываться и другие производящие устаноски. Основные выводы приведены на Рисунке 11.8.

Рисунок 11.8 – Армения – Сумарный уровень резерва

Резерв, MW	W2015		W2020	
АМ первичный рез	15	OK	20	OK
АМ вторичный резерв	30	OK	30	OK
АМ тер-ый резерв	65	OK	240	потребность 280 MW; -> 40 MW из холодного резерва, или куплено на региональном рынке
АМ холодный резерв	OK, для отключений Хаздан ТЭЦ g5, 440 MW		NOK для отключ. ANPP, 1030 MW; -> испол. старых мощн., или регион. резер	

В 2015 и 2020 гг. неконтролируемые изменения мощности ветрогенерации не лимитируют операционный режим энергосистемы. Местного энергорезерва необходимого для компенсации этих перепадов недостаточно для компенсации большого падения генерации на Транскавказии (блок контроля). Для компенсации энергоотключения нового блока ANPP (1030 MW) в 2020 г. Требуется резерв 240MW. Для компенсации неконтролируемых отклонений перетока мощности ветрогенерации требуется иметь территориальный резерв в размере 230 MW. Если допустить возможность одновременного отключения всех объектов ветрогенерации армении общей мощностью 280 MW из-за недопустимого превышения скорости ветра, недостающий территориальный резерв в 40 MW может быть закуплен на региональном рынке услуг и в дальнейшем может быть компенсирован из резерва холодной мощности.

Таким образом запланированное на 2015 и 2020 гг. развитие возобновляемой энергетики не будет лимитировать операционные режимы энергосистемы

Резервы могут быть предоставлены ТЭЦ в Храздане и Ереване (блоки на газе), и также ГЭС Спандарян и Шамб. Для баланса новых объектов атомной энергетики, также как и возобновляемых было предложено строительство насосной станции в Армении.

v. Замечания и комментарии

Ветрогенерация может играть роль в торговле электроэнергией с Грузией и другими странами, входящими в сеть Кавказа. На совещании Рабочей группы Проекта планирования системы электропередачи Черноморского региона (BSTP) в сентябре 2009 г.б Системный оператор России (SO-UPS) сообщил о необходимости значительного усиления сети электропередачи для обеспечения проведения Зимних олимпийских игр в Сочи. Станции ветрогенерации работающие в Армении могу послужить источниками энергии в ветреный зимний сезон

Существующая межсистемная линия электропередачи 220 kV с Грузией проходит рядом с перспективными в плане ветрогенерации районами. Статическая и динамическая модели потокораспределения нагрузки были рассмотрены Рабочей группой проекта BSTP. Была дана оценка максимума пропускной способности межсистемной линии электропередачи между Арменией и Грузией. Этот анализ показал, что пропускная способность линии электропередачи между двумя странами при синхронной работе составит 800 Mw. Такая пропускная способность может обеспечить потребность корректировки отклонений между двумя странами, особенно в зимние месяцы когда ветер сильнее и большинство гидроресурсов скованы льдом и покрыты снегом.

в. Болгария

Развитие возобновляемой энергетики – очень важная часть Национальной энергетической стратегии. Это закреплено в Болгарском акте по энергетике так же, как и в Статье 11 Акта по энергоэффективности Акта по энергетике, указывающего на необходимость развития производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии и когенерации.



Производство электроэнергии возобновляемыми источниками, составляющие 11% общей производимой мощности в 2010 г. должно возрасти до 20 % к 2020 г. (Рисунок II.9) – такова цель национальной политики развития возобновляемых источников энергии.

Рисунок II.9 – Болгария – Запланированные ВИЭ к 2020 г.

	Инсталиров.		Производ. энер.	
	MW	%	GWh	%
Валовое подребл. 2020		100.00 %	42090	100.00 %
Больш. ГЭС		6.41%	2700	6.41%
Мал. ГЭС (частные)	550	1.94%	815	1.94%
Ветровые ЭС	1800	8.55%	3600	8.55%
Солнечные ЭС	600	1.61%	676.2	1.61%
ЭС на Биомассе	160	1.52%	640	1.52%

г. План развития возобновляемых источников энергии

Большой объем гидрогенерации составляет основную долю возобновляемой энергии, но и технический и экономический потенциал полностью исчерпан. Поэтому основной целью является повышения количества мощности, генерируемой другими типами возобновляемых источников энергии. На Рисунке II.10 показано развитие ВЭИ на период 2010-2020 гг., с учетом стандартов ENTSO-E и физических и эксплуатационных ограничений не передачи электроэнергии

Рисунок II.10 – Болгария – Планируемые ВИЭ на 2010-2020 гг. в MW

Тип / Год	ПЛАН РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИЭ – УСТАН. МОЩНОСТЬ [MW]											СУММ [MW]
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
ГЭС(без насосов)	2170					25			170			2365
Ветроэлектрост.	488	312	300	300	200	100			100			1800
Солнечная генер.	25	125	125	125	100	100						600
БИОМАССА	5	30	30	30	30	20	10	5				160
СУМАРНОЕ [MW]	2688	467	455	455	330	245	10	5	270	0	0	4925

Малая гидрогенерация

Гидрогенерация - единственная из ВИЭ достаточно утилизированна с точки зрения развития производства электроэнергии. Водные ресурсы собраны почти в 50 больших резервуарах, объемом от 424 тысяч до 60.4 тысяч м³. Данные объемы используются для поставки питьевой воды, воды для технических нужд и полива и генерации электроэнергии. Общая величина установленной мощности больших ГЭС составляет около 1 937 MW, в то время как доля малой генерации составляет 63 MW. Кроме того, Национальная энергетическая стратегия предусматривает восстановление старых ГЭС. Хотя большая часть гидропотенциала уже используется и доступна, все ещё существует неиспользуемый ресурс почти в 212 MW для малых ГЭС. Установленная мощность малых гидро в настоящее время составляет 88 MW и большинство из их подсоединено к распределительной сети.

Биомасса

В настоящее время биомасса составляет 4% от общей генерации. Большая часть генераторов на биомассе расположены в сельских районах, где источником является древесное топливо в виде брикетов, производимые на лесопильнях из отходов производства, и объемом производства в 2 миллиона кубометров в год. Несколькими частным и некоммерческими организациями были проведены исследования в данной области. Местные университеты, такие как Сельскохозяйственный университет Пловдива и Софийский лесной университет, также приняли участие в исследованиях и включили в программу обучения и исследований вопросы использования биомассы. Так как Болгария является членом Европейского союза с 2007 года, она должна поддержать инициативу ЕС по внедрению использования биотоплива и других возобновляемых источников энергии на транспорте. Согласно требованиям доля биотоплива должна составлять 5.75% топлива, используемого в транспортном секторе к 2010 г. Сельскохозяйственными культурами, используемыми в качестве сырья для биоэтанола, являются сахарная свёкла, пшеница и кукуруза. Биодизель производят из семян рапса и подсолнечника

Существует большой потенциал для использования биомассы в качестве энергоресурса. 60% всей площади составляют пахотные и сельскохозяйственные угодья, и около 30% - покрыто лесами. Страна имеет возможность использовать генерацию на сжигании мусорных отходов (около 3 Мт в год) и другие источники биогаза.

Одним из преимуществ использования биомассы является предсказуемость производства электроэнергии без риска для безопасности системы. Величина производства зависит от количества сырья.

Солнечная генерация

Средней готовой индекс солнечного излучения в Болгарии составляет 4.2 kWh/m²/в день. Согласно данным Министерства экономики и энергетики максимальное количество солнечных часов в год составляет почти 4448 (среднегодовое количество часов – 2150). За 1977-1990 гг. правительство разработало программу энергоэффективности по использованию солнечных коллекторов во многих гостиницах и отелях принадлежащих государству, расположенных на берегу Черного моря. Общая установленная мощность солнечных коллекторов согласно этой программе составляет около 17.5 MWt, или 50000 m². Правда, только половина, составляющая 20, 000 m², солнечных коллекторов, установленных на побережье Черного моря всё ещё находятся в эксплуатации. Из 30,000 m² солнечных коллекторов, установленных в индустриальной части страны и муниципальных зданиях, в эксплуатации только – 8%.

Существуют только экспериментальные и прототипные солнечные станции. Централизованная солнечная электросистема, подключенная к национальной электросети не конкурентоспособна из-за высокой стоимости производства. Только тонкослойные солнечные аккумуляторы могут конкурировать с общепринятыми системами.

Хотя потенциал солнечного излучения достаточно большой, существует огромная разница в интенсивности излучения по разным регионам. Оценка ресурсов возобновляемых источников энергии, проведенная EBRD пришла к заключению, что использование солнечной энергии для производство горячей воды и отопления в широком масштабе – после использования сельскохозяйственного сырья и древесины – наиболее вероятно.

Солнечная энергогенерация возможна при предусмотренных субсидиях для данной технологии или при увеличении тарифов на данную энергию.

Запланированное количество солнечных станций намного меньше гидростанций из-за высокой стоимости. Производство данной энергии непредсказуемо. Солнечные ЭС не могут производить достаточно энергии для покрытия вечернего пика нагрузки, особенно в зимний сезон.

Геотермальные энергоресурсы

Болгария обладает значительным резервом геотермальной энергии и богата теплыми геотермальными водами. Работы по исследованию возможностей использования геотермальной энергии ведутся с начала 30-х годов прошлого века. В настоящее время обнаружено более чем 180 источников/ключей с температурой доходящей до 103 °C в 140 областях. Эти ресурсы являются общественной

собственностью и большинство наиболее значительных зарегистрировано в Законе о водных ресурсах.

В настоящее время в Болгарии установленная мощность геотермальных систем прямого использования составляет около 94.5 MWth. На сегодняшний день большое количество геотермальной энергии используется в бальнеологических и плавательных бассейнах. Довольно небольшая мощность используется для отопительных систем зданий (включая тепловые насосы) и обогрева теплиц.

Потенциал использования геотермальных систем прямого использования оценивается в 4000 GWh/в год и технический потенциал не менее, чем 3000 GWh/в год

Ветрогенерация

Доступен атлас ветров страны. Атлас ветров выделяет три основные области со среднегодовой скоростью ветра 9 m/s, две со среднегодовой скоростью ветра не менее 7m/s, и несколько областей со скоростью ветра между 4.5 -7 m/s. Измерения проводились на высоте 10 метров над землёй. Согласно атласу ветров наиболее перспективными районами являются северное побережье Чёрного моря, район центральной горной гряды и Родопские горы на юго-востоке. Тем не менее, есть хороший потенциал для расширения использования ветровых ресурсов. Так как гидрогенерация уже достаточно хорошо развита, в настоящее время были начаты и реализуются многочисленные проекты по ветроэнергетике.

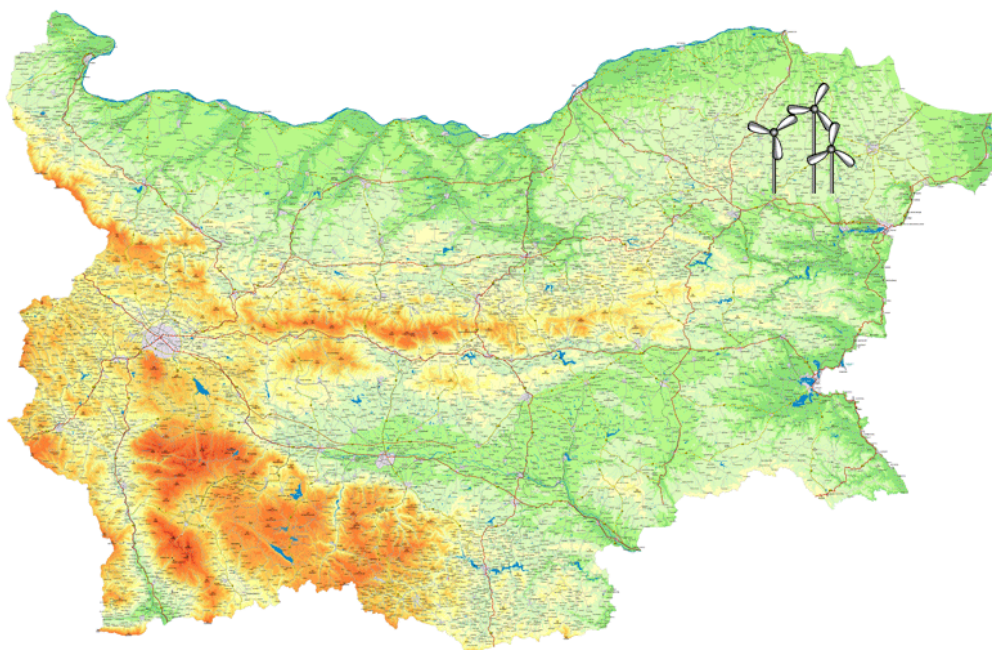


Рисунок 11.8 – Болгария – Карта существующих объектов ветрогенерации

На Северном побережье Черного моря в Болгарии был реализован совместный проект компаний «Гео-Пауэр Болгарии» и «AES Корпорэйшн». Ветровая электростанция «Святой Николай» с установленной мощностью около 200 MW (Рисунок 11.8), что эквивалентно сокращению выбросов CO₂ на 500,000 tons CO₂ в год. На Рисунке 11.9 показаны Карта наиболее больших объектов ветровой генерации. Наиболее подходящим считается район Добруджа на северо-востоке Болгарии. Все существующие объекты ветрогенерации находятся в этом регионе. Болгария делит этот регион с Румынией и для подключения всех запланированных ветровых электростанций требуется значительная модернизация существующей сети. В настоящее время ситуация с объектами ветрогенерации следующая:

ВЭС В эксплуатации (Рисунок 11.8)	402.5 MW
ВЭС Заключен контракт на подключение	252 MW
ВЭС В процессе заключения контракта	693 MW
WPP Получено разрешение на заключение контракта	1305 MW
Всего	2651.5 MW

Рисунок 11.9 – Болгария – Расположения ветровых электростанций

Рисунок II.11 – Болгария – Планируемые ВИЭ и подключение к сети

Станция/Название	Название BS RTSM	Тип [ветр/солн/биома-сса]	Сущест- /Плани-руемые	Потребн-ость [MW]	Потенци-ал [MW]	Потенциал [MWh/year]	Инст2015 [MW]	Инст2020 [MW]	Место [район, регион]	Место подключения	
Волчи Дол	V_VDOL5	ветровая	планир				200	100	(СЕВЕРО-ВОСТОК Добруджа)		
Каварна	VKAVAR5	ветровая	сущест				80	150			
Балчик	VBALTC5	ветровая	планир				45	45			
Видно	VVIDNO5	ветровая	планир				280	350			
Маяк	VMAJAK5	ветровая	сущест				300	360			
Генерал Тошево	VG_TOS5	ветровая	планир					50			
Свободо(Крушари)	VSVOBO5	ветровая	планир					400			
Добрич	VDOBRI5	ветровая	планир					50			
Борово	VBOROV5	ветровая	планир					70			
Бинкос	VBINKO5	ветровая	планир					70			
Речика	VRECHI5	ветровая	планир					50	ЮГО-ВОСТОК	Размещение новых ВИЭ в модели на 2020	
Бургас	VBURGA52	ветровая	планир					100			
Трастеник	VTRAST51	ветровая	планир					50			
Гульянчи	VGULJA5	ветровая	планир					50			
Еравика	VJERAV5	ветровая	планир					100	СЕВЕРО-ЗАПАД		
Мартиново	VMARTI5	ветровая	планир					50			
Берковица	VBERKO5	ветровая	планир					50			
Каравек	VCAREV5	солнечная	commis- sioning					20			

Plant/Identification Name

Name in BS RTSM

Type

Location

Connection point

Other

- название станции или какое-либо другое обозначение

- название шины станции в Черноморской Региональной Модели электропередачи

- тип электростанции

- географические район или административный регион

- подключение «вход-выход» или прямое к эксплуатируемым или планируемым линиям/подстанциям

- другие объекты необходимые для подключения электростанции

ii. Подключение возобновляемых источников к передающей сети

Система энергопередачи Болгарии включает в себя линии 400 kV, 220 kV и 110 kV. На Рисунке II.10 приведена карта Болгарской системы энергопередачи и в Таблице II.12 - основные данные. Межсистемные линии электропередачи между Болгарской EPS и соседними в Таблице II.13.

Таблица II.12 – Болгария – Сеть электропередачи

линии		трансформаторы	
Voltage level	Протяж воздушных линий и кабеля	Напряжение	Установленная мощность
(kV)	(km)	(kV / kV)	(MVA)
400	2451	400/x	-
220	2805	220/x	-
110	9954	110/x	-
total	15210		15888

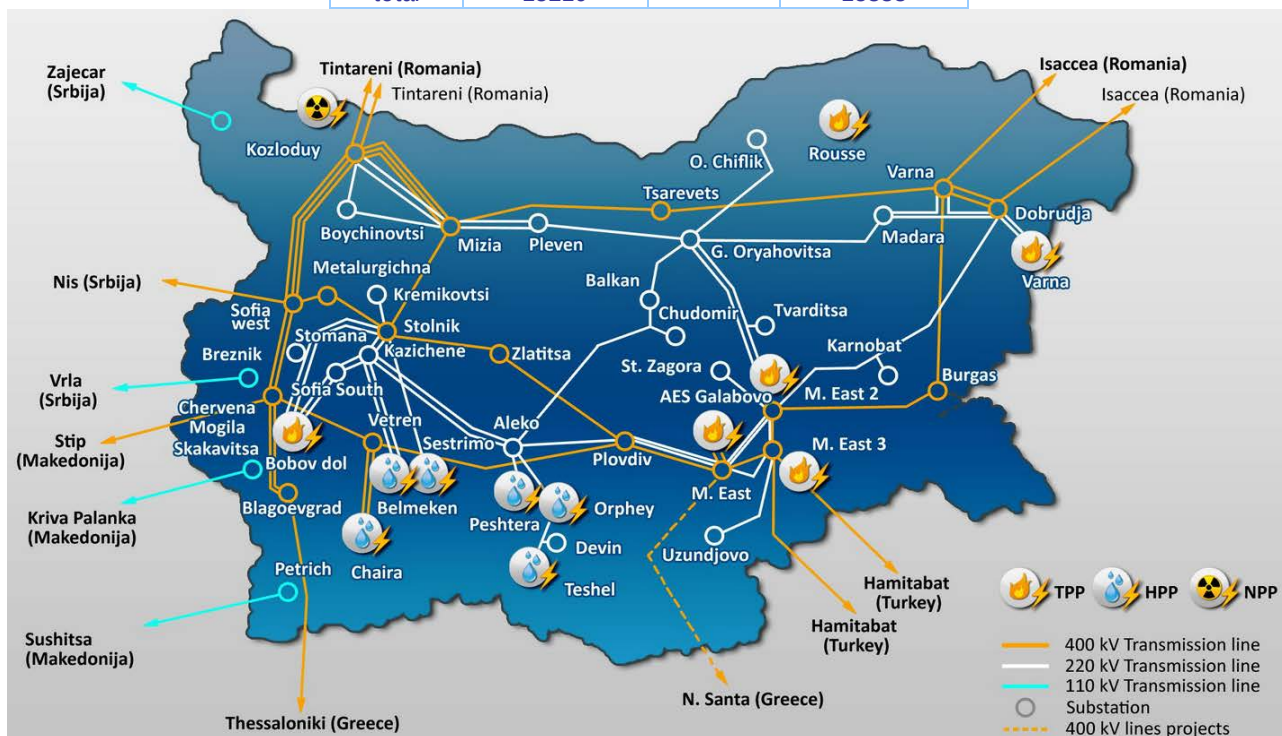


Рисунок II.10 – Болгария – карта сети

Рисунок II.13 – Болгария – межсистемные линии электропередач

Номинальное напряжение, kV	Соседняя страна	Болгария ПС	Соседняя ПС	Соседний СО	Длина, km	Параллельная операция	Поперечное сечение	Термическая стойкость, А
400 kV	Romania	Dobrudzha	Isaccea	TEL	230,6	Yes	3 x ACO 400	2475
400 kV	Romania	Kozloduy	Tintareni	TEL	115,7	Yes	2 x ACO 500	1890
400 kV	Romania	Kozloduy	Tintareni	TEL	115,7	Yes	2 x ACO 500	1890
400 kV	Serbia	Sofia West	Nis	EMS	122,5	Yes	2 x ACO 500	1890
400 kV	FYROM	Chervena Mogila	Stip	MEPSO	150,1	Yes	2 x ACO 500	1890
400 kV	Greece	Blagoevgrad	Thessaloniki	HTSO	176,8	Yes	2 x AC 500	1890
400 kV	Turkey	Maritsa East 3	Hamitabat	TEIAS	148,8	Yes	3 x ACO 400	2475
400 kV	Turkey	Maritsa East 3	Hamitabat	TEIAS	158,8	Yes	2 x ACO 500	1890
110 kV	Serbia	Kula	Zajecar	EMS	20,2	No	AC 185	510
110 kV	Serbia	Breznik	Vrla	EMS	64,1	No	AC 185	510
110 kV	FYROM	Skakavitsa	Kriva Palanka	MEPSO	18,1	No	ACO 400	825
110 kV	FYROM	Petrich	Susica	MEPSO	32,6	No	ACO 400	825
400 kV	Romania	Varna	Isaccea	TEL	236,6	No	5 x ACO 300	2835
400 kV	Greece	Maritsa East	Nea Santa	HTSO	140,0	Project	3 x ACO 400	2475

Существенная нехватка пропускной способности в районе Добруджа возникла в связи с несколькими ВЭС. Предполагается модернизация части (около 130 km) существующих линий 110kV кольца Добруджа – Каварна – Варна. Несколько запланированных проектов в данной области были приостановлены из-за необходимости повышения лимитированной пропускной способности. Запланировано шесть новых объектов передачи электроэнергии и модернизация 40km существующих линий. На Рисунке II.11 показаны подключения ВЭС к сети. Общее мощность подключенных к линиям 110kV ветровых электростанций составляет 192 MW/.

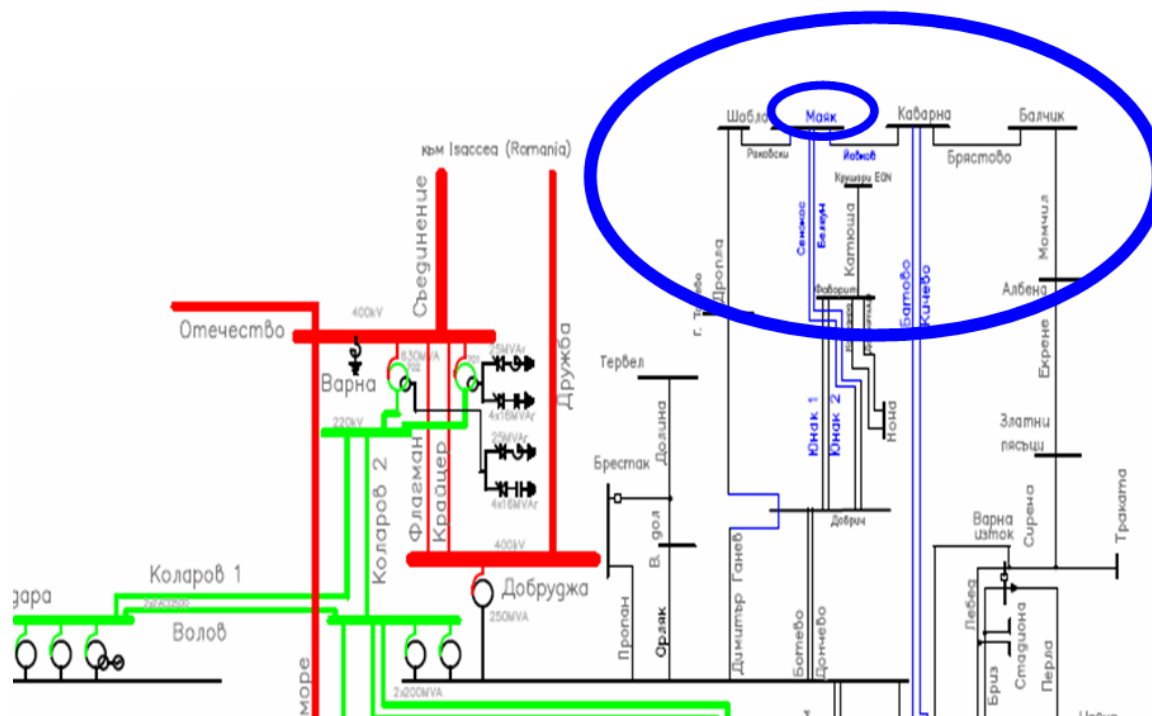


Рисунок II.11 – Болгария - Подключение ВЭС-ий Маяк, Каварна, Саблов и Балчик к передающей сети. Для подсоединения большого количества объектов ветроэнергетики в районе Добруджа, с целью передачи всей производимой мощности, запланированы две отдельные станции 400/110 kV. (Рисунок II.12). Данный подход считается дорогостоящим, но было доказано, что он наиболее подходящий для подсоединения к местной распределенной сети или к низковольтной сети. Это решает не только проблемы пропускной способности но и проблемы регулирования и контроля. В Таблице II.4 приводятся данные по усилению сети в целях поддержки интеграции ВЭС в сеть электропередачи.

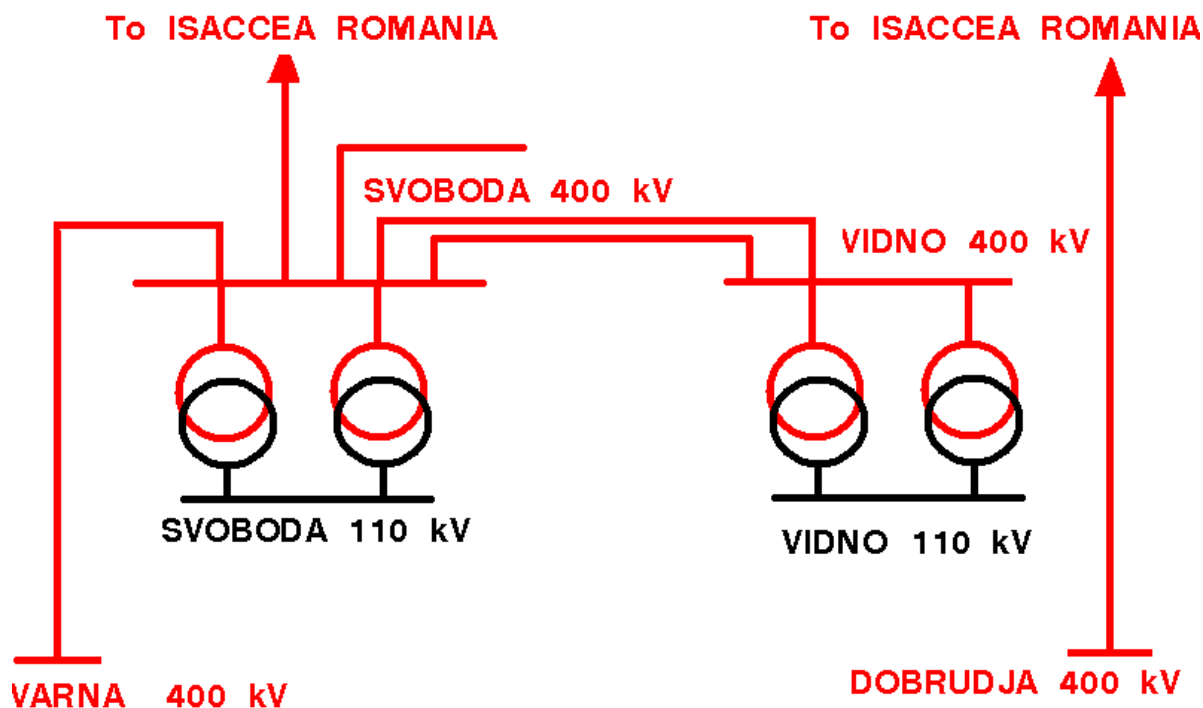


Рисунок 11.12 – Болгария – соединение подстанций Свобода и Видно к 2020 г.

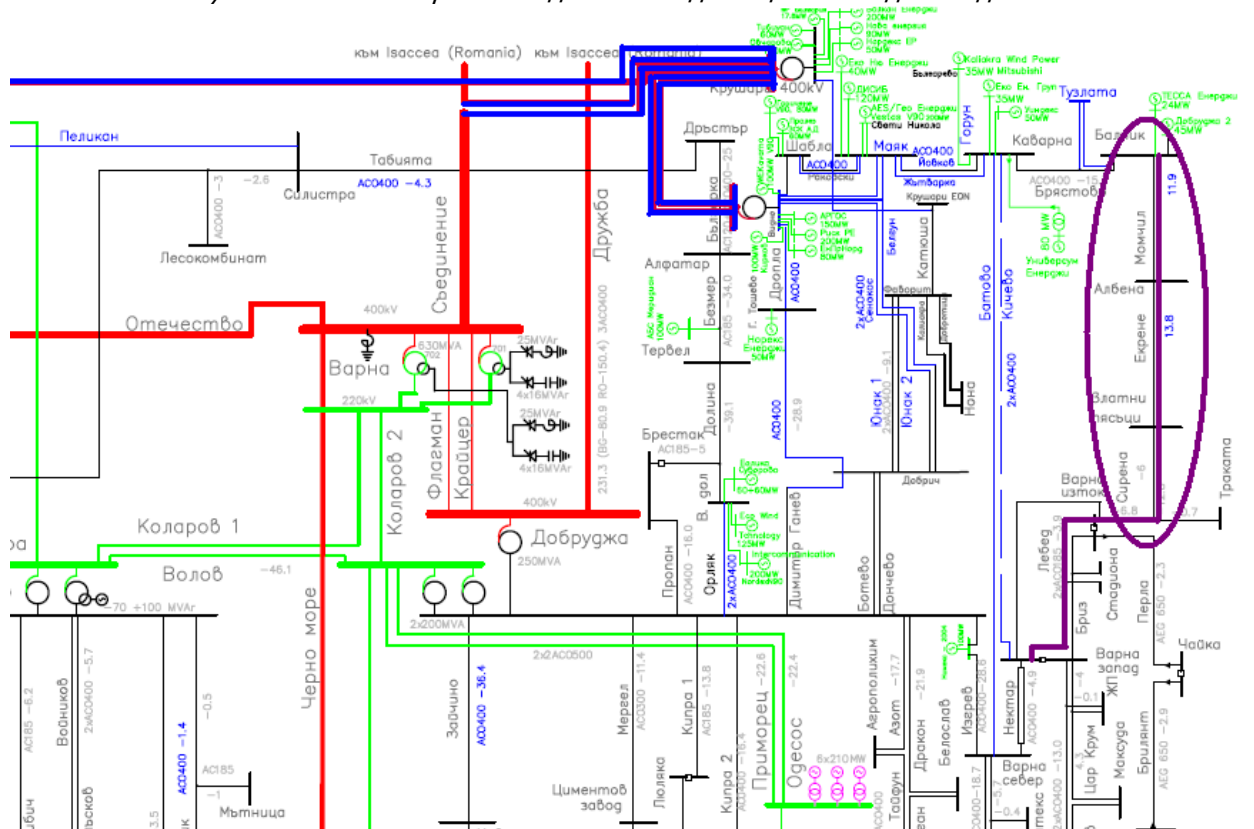


Рисунок 11.13 – Болгария – Подсоединение ВЭС к подстанциям Свобода и Видно к 2020

Для подсоединения к сети необходимо пройти следующие процедуры:

Лицензирование: Согласно Болгарскому закону по энергетике (статья. 39, параг. 1), ВИ с установленной мощностью более 5 MW должны иметь лицензию на производство электроэнергии. "Государственная комиссия энергетики и водных ресурсов по регулированию" (SEWRC) выдает лицензии в соответствии с «Постановлением о лицензировании в энергетическом секторе» (опубликованном в "State Gazette" N 53, 22 июня 2004г.). Лимиты стоимости возобновляемых источников будут пересматриваться и актуализироваться ежегодно согласно фактическому развитию сети и вырабатываемой мощности.

Подсоединение к сети: Согласно Распоряжению N 6 министра энергетики от 9.06/2004, подсоединение ВИЭ к передающей сити базируются на:

- Исследованиях технических условий для подсоединения;
- Предварительном контракте на подсоединение ВИЭ, заключаемым между производителем и передающей компанией;
- Контракте на подсоединение ВИЭ, подписанным между распределительной или передающей компаниями и собственником ВИЭ

Распределение затрат: Обязательства за подключение производителя возобновляемой энергии ложатся на передающую компанию или соответствующую распределительную компанию, находящуюся в непосредственной близости к электростанции. ВИЭ инвестор обязан внести плату подключение, которая покрывает только затраты на подключение ВИЭ к ближайшей подстанции (месту подключения). Передающие и распределительные компании должны включать в ежегодную программу по инвестициям и эксплуатации затраты на развитие сети с целью увеличения производства возобновляемой и альтернативно энергетики.

Рисунок 11.14 – Болгария – Планируемое усиление сети для подсоединения ВИЭ к сети

ТИП	ПОДСТАНЦИЯ1		ПОДСТАНЦИЯ2		УРОВЕНЬ НАПРЯЖЕН	Кол-во блоков	МОЩНОСТЬ limited		МАТЕРИАЛ ИЛИ ТИП ТРАНСФОР	СЕЧЕНИЕ	BR1	ДЛИННА BR2	TOTAL	СРОК ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	СТАТУС
1	2	3	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
SS	BG	Majak			110/20	2								2015	Project
OHL	BG	Majak	BG	Dobrich		2							58	2015	Project
OHL	BG	Majak	BG	Shabla		2							12	2015	Project
OHL	BG	Majak	BG	Kavarna		2							12	2015	Project
OHL	BG	Varna Sever	BG	Kavarna		1							50	2015	Project
OHL	BG	Varna Zapad	BG	Kavarna		1							55	2015	Project
OHL	BG	Dobrudja	BG	Dobrich		1							34	2015	Project
SS	BG	Svoboda			400/110	2		300	OTC					2020	Project
OHL	BG	Svoboda	BG	Varna(BG)– Issacea(RO)	400	2	1890	-	ACSR	2X500			10	2020	Project
SS	BG	Vidno			400/110	2		300	OTC					2020	Project
OHL	BG	Svoboda	BG	Vidno	400	2	1890	-	ACSR	2X500			115	2020	Project

- 1 Тип объекта(OHL – воздушные линии, K - кабель, SK – подводный кабель, SS - подстанции, BV – вставка постоянного тока...)
- 2 Страна (код ISO)
- 3 Название подстанции
- 4 Установленное напряжение (для линий - номинальное, для трансформаторов - коэффициент трансформации в вольтах)
- 5 кол-во блоков
- 6 Пропускная способность элементов для OHL в Amps, для трансформаторов в MVA
- 7 Пропускная способность лимитированная трансформаторами или подстанциями
- 8 Тип кондуктора или трансформатора (ACSR - Aluminum Cross section Steel Reinforced, or code of conductor, PS - phase shift transformer...)
- 9 Cross section (number of ropes in bundle x cross-section/cross section of reinforcement rope)
- 10 Расстояние до границы первого гос-ва
- 11 Расстояние до границы второго гос-ва
- 12 Общая протяженность
- 13 Ввод в эксплуатацию (предполагаемый)
- 14 Статус объекта (Замысел, Техничко-экономическое обоснование, Строительство, Аварийный, вышедший из строя, Выведенный из эксплуатации...)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1. Запрещено подсоединение к передающей сети ВЭС с турбинами постоянной скорости вращения и индукционным генератором «беличье колесо»
2. Запрещена работа в островном режиме
3. Допустимая величина асимметрии напряжения, вызванная ВЭС, в точке подключения к системе электропередачи не должна превышать 2.0%.
4. Полный коэффициент гармоник в точке подключения ВЭС - $THD \leq 3\%$.
5. Качество производимой ветровой энергии должно соответствовать стандартам IEC 61000-2-2 и IEC BS EN 50160. В случае несоответствия производимой энергии критериям качества, ESO право отключить производителя от сети.
6. Диапазон коэффициента мощности ветровой генерации должен составлять 0.98 (CAP) 0.96 (IND).
7. ВЭС должны быть оборудованы защитой преобразователя частоты отключающей от сети при превышении диапазона колебаний частоты 47.5Hz ... 50.3Hz, в течении 0.2s.
8. ВЭС с общей установленной мощностью больше 4MW должны принимать участие в регуляции напряжения в месте соединения.
ВЭС с установленной мощностью 50MVA или больше обязаны работать с несмотря на метеорологические условия
9. Отключение возможно в следующих случаях:
 - падение напряжения ниже 75% U_n продолжительностью до 0.15s;
 - повышение напряжения на 120% U_n продолжительностью до 0.15s;

iii. Тарифы на возобновляемые источники

Национальная политики и принципы регулирования для ВИЭ, сформулированные в Законе об Энергетике и Постановлении по энергоэффективности, рассматривают приоритеты и предпочтения в области закупочных цен на электроэнергию и обязательства по закупки возобновляемой энергии передающими и распределительным компаниями. Постановление по энергетике и энергоэффективности предусматривает следующие льготы для ВИЭ:

- Генераторы ВИЭ с мощностью до 5 MW или производства тепловой энергии не должны получать лицензию
- Энергетические распределительные компании обязаны закупать электроэнергию у объектов ВИЭ с мощностью до 10 MW.
- Для электрогенерации, использующей ВИЭ установлены льготные цены.

В Болгарии существует специальная система для стимулирования возобновляемой энергетики и в Таблице II.15 показаны эти тарифы для разных производителей в местной валюте и в EUR и USD

Таблица II.15 – Болгария – тарифы на ВИЭ (до налогообложения)

КАТЕГОРИЯ		BGN/KWh	EURc/KWh	USDc/KWh
I.	Цены на Гидро ЭС с установленной мощностью меньше 10 MW, установлены 19.06.2007	0.112	5.4	7.6
	Цены на Гидро ЭС с установленной мощностью меньше 200 kW	0.223	10.75	15.13
	Цены на Гидро ЭС с установленной мощностью меньше 10 MW	0.178	8.58	12.08
II.	Цены на Ветро ЭС с установленной мощностью меньше 800 kW с: Эффективностью менее, чем 2250 часов в год	0.189	9.7	13.7
	Более чем 2250 часов в год	0.172	8.8	12.5
III.	Цены на Ветро ЭС с установленной мощностью меньше 800 kW асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором	0.145	7.4	10.5
IV.	Солнечная ветрогенерация с установленной мощностью менее 5kW	0.76	36.64	51.57
	Солнечная ветрогенерация с установленной мощностью менее 5kW:	0.699	33.7	47.43

Тарифы были установлены 30.03.2011г. Государственной комиссией по регулированию энергетики и водных ресурсов.

В настоящий момент обсуждается выдача «Зелёного сертификата», который должен заменить существующую систему льготных тарифов.

iv. Анализ результатов, корректировка отклонений и контроль возобновляемых источников

С точки зрения регулирования частоты EPS выдвигает следующие требования к ВИЭ:

1. ВЭС с установленной мощностью 50MVA или более обязаны присоединиться к контролю производимой активной мощности и корректировать отклонения согласно с требованиями системного оператора ESO.
2. ВЭС с установленной мощностью 50MVA или более обязаны снижать производство активной мощности, принимая во внимание метеорологические условия, когда это необходимо системному оператору ESO.

v. Замечания и комментарии

ESO внес предложения по сетевому кодексу, но в настоящее время они не утверждены.

Ожидаемое увеличение производства ветрогенерации может иметь негативный эффект на EPS:

- «Узкие места» в передающей и распределённой сетях
- Проблемы в регуляции активной мощностью/ частотой
- Проблемы со стабилизацией напряжения
- Негативные изменения статической и динамической стабильностей, особенно в пост-аварийном режиме
- ВИЭ не могут использоваться в островном режиме
- ВИЭ часто являются причиной сбоев режима работы ТЭЦ, нарушая их частоту
- Непредсказуемые нарушения графика обмена активной мощностью с соседними странами

К 2020 г. технический потенциал, контролируемый EPS Болгарии, с учётом существующей и планируемой генерации, будет соответствовать стандартам ENTSO-E к качеству и надёжности при условии, что установленная мощность объектов возобновляемой энергии не превысит:

- ВЭС 1800MW;
- Солнечная генерация 600MW.
- Биомасса 160MW.

Лимиты стоимости возобновляемых источников будут пересматриваться и актуализироваться ежегодно согласно фактическому развитию сети и вырабатываемой мощности.

Возможно возникнет необходимость стимулирования строительства ГЭС и электростанций на биомассе.

с. Грузия

Основной характерной чертой энергосистемы Грузии является объём энергии (до 87%), вырабатываемой ГЭС (Рисунок II.14) с дальнейшей перспективой повышения этого процента.

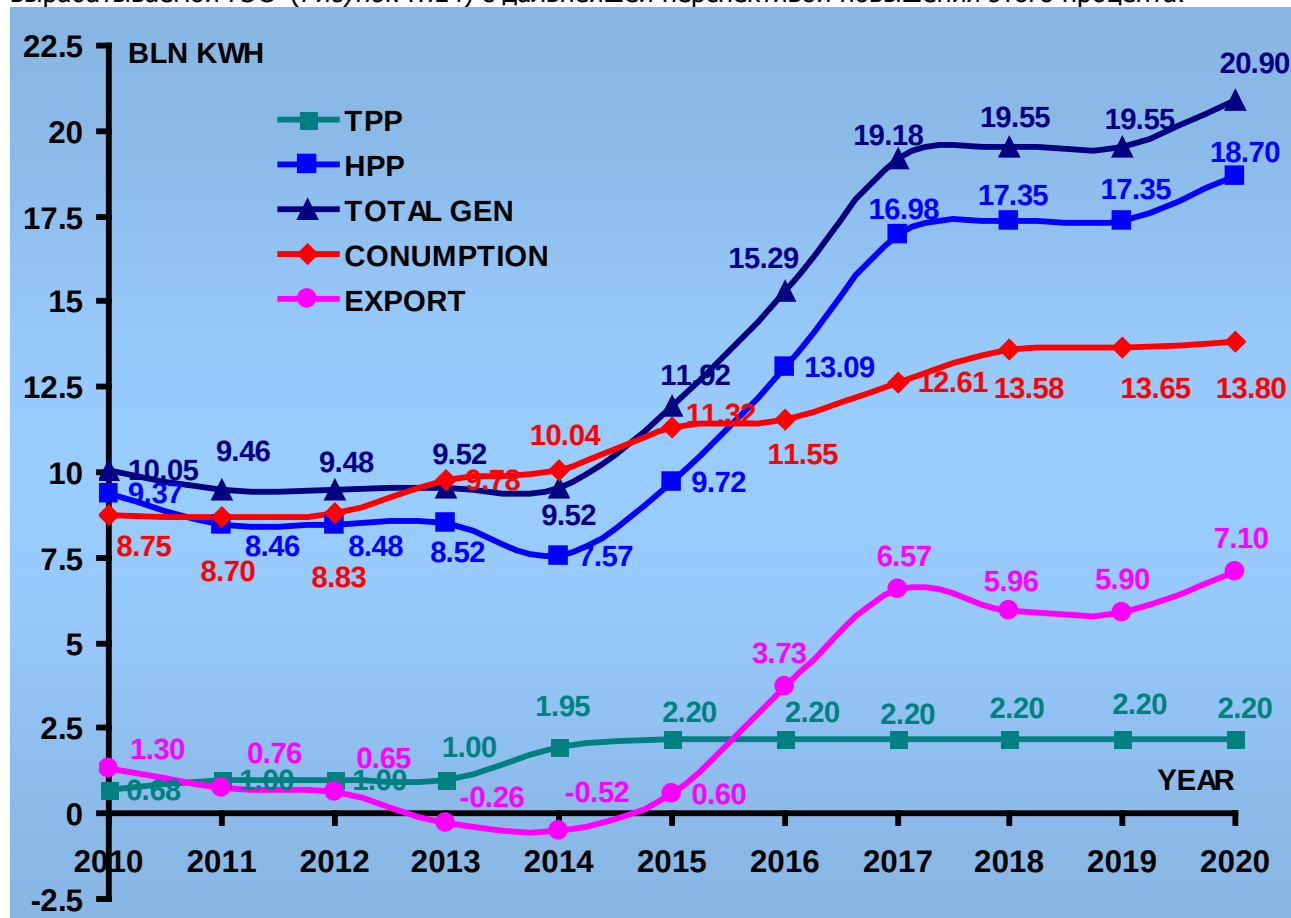


Рисунок II.14 – Грузия – Прогноз производства-потребления

і. План развития возобновляемых источников энергии

Приоритетным в стране является также использование экологически чистых энергоресурсов – альтернативных, возобновляемых, ветрогенерации и солнечной, геотермальные водные ресурсы, биогаз и т.д. Хотя гидро является наиболее важным в следствии ряда преимуществ, включая более низкую цену по сравнению с другими возобновляемыми. Исходя из этого наиболее реалистичны проекты, включающие только ГЭС с определённым набором строящихся станций и соответствующими соединениями с сетью. Все остальные источники могут рассматриваться только как потенциальные.

Таблица II.16 – Грузия – Объекты возобновляемой энергии согласно приоритетности

Тип	Установл. мощность MW	Энерго потенц GWh	Коэф. затрат (\$/kW)	Стоим. (M\$)
Строит. новых СННП	1,300	6,700	1,525	610
Восстановлен. СННП	130	700	520	36.4
Древесина и затраты древесины		2,530	1,500	210
Солнечная		18	2,500	1
Ветровая генерация	530	1,450	1,100	198
Другие (биогаз, отходы)		2,054	1,500	129
Геотермальная	100	700	700	14
Total	2,060	14,152	1,198	

Малая гидрогенерация

Как уже упоминалось Грузия обладает высоким гидропотенциалом и приоритетным является развитие гидроэнергетики. В Грузии более чем 27,000 рек. Технический потенциал гидроресурсов страны оценивается до 80-85 billion KWh, из которых экономически эффективная часть составляет 45-50 billion KWh. В настоящее время используется только 10-15% ресурса. Исходя из этого в ближайшие годы предусматривается освоение значительного объема потенциала (Рисунок II.17) by путем строительства различных типов ГЭС, мощностей и резервуаров. Ниже приведены только объекты малой гидрогенерации (с мощностью менее 10MW).

Таблица II.17 – Грузия – Потенциальные SHPPs

	Название станции	Регион	Мощность (MW)	Тип
1	Magana HPP	Samegrelo	20.6	Reservoir
2	Legarde HPP	Samegrelo	20.0	Run-of-the-River
3	Medani HPP	Samegrelo	4.4	Run-of-the-River
4	Lebarde HPP I	Samegrelo	4.6	Run-of-the-River
5	Lebarde HPP II	Samegrelo	4.2	Run-of-the-River
6	Lesulukhe HPP	Samegrelo	5.7	Run-of-the-River
7	Tekhuri 1-6 HPP	Samegrelo	19.2	Run-of-the-River
8	Nakra HPP 1	Svaneti	14.8	Run-of-the-River
9	Nakra HPP	Svaneti	20.4	Run-of-the-River
10	Khumpri HPP	Svaneti	16.4	Run-of-the-River
11	Kheledula HPP 1	Svaneti	18.8	Run-of-the-River
12	Kheledula HPP 2	Svaneti	21.6	Run-of-the-River
13	Kheledula HPP 3	Svaneti	44.3	Run-of-the-River
14	Stori HPP 1	Kakheti	14.0	Run-of-the-River
15	Cheshura HPP	Racha	7.5	Run-of-the-River
16	Samitso HPP	Racha	24.3	Reservoir
17	Jejora HPP	Racha	15.8	Reservoir
18	Chala HPP	Imereti	9.1	Run-of-the-River
19	Jria HPP	Imereti	9.2	Run-of-the-River
20	Boriti HPP	Imereti	6.4	Run-of-the-River
21	Tsablari I (sairme) HPP	Imereti	7.7	Run-of-the-River
22	Tsablari II HPP	Imereti	12.0	Run-of-the-River
23	Khan-Tsablari HPP III	Imereti	8.3	Run-of-the-River
24	Khani VII HPP	Imereti	6.4	Run-of-the-River
25	Zestafoni HPP I	Imereti	10.0	Run-of-the-River
26	Zestafoni HPP II	Imereti	11.9	Run-of-the-River
27	Zestafoni HPP III	Imereti	15.9	Run-of-the-River
28	Zestafoni HPP IV	Imereti	15.9	Run-of-the-River
29	Gubazeuli HPP VI	Guria	3.1	Run-of-the-River
30	Bakhvi HPP 1	Guria	15.0	Reservoir
31	Bakhvi HPP 2	Guria	20.0	Run-of-the-River
32	Merisi HPP	Achara	11.5	Run-of-the-River
33	Iori HPP	Mtskheta-Mtianeti	9.7	Run-of-the-River
34	Dzegvi HPP	Mtskheta-Mtianeti	10.0	Run-of-the-River
35	Samkuristskali HPP I	Kakheti	4.9	Run-of-the-River
36	Samkuristskali HPP II	Kakheti	22.6	Run-of-the-River
37	Avani HPP	Kakheti	4.6	Run-of-the-River
38	Duruji HPP	Kakheti	1.7	Run-of-the-River
39	Uraveli HPP	Samckhe-Javakheti	5.0	Run-of-the-River
40	Stori HPP 2	Kakheti	11.4	Run-of-the-River
41	Ksani HPP 1	Mtskheta-Mtianeti	4.2	Run-of-the-River
42	Ksani HPP 2	Mtskheta-Mtianeti	2.1	Run-of-the-River
43	Ksani HPP 3	Mtskheta-Mtianeti	3.2	Run-of-the-River
44	Ksani HPP 4	Mtskheta-Mtianeti	3.6	Run-of-the-River
45	Ksani HPP 5	Mtskheta-Mtianeti	6.0	Run-of-the-River
46	Marelisi HPP	Imereti	4.6	Run-of-the-River
47	Bakhvi HPP 4	Guria	1.0	Run-of-the-River
48	Bakhvi HPP 5	Guria	2.0	Run-of-the-River
49	Stori HPP 3	Kakheti	13.7	Run-of-the-River
50	Stori HPP	Kakheti	11.8	Run-of-the-River
51	Janauli 1 HPP	Racha-Lechkhumi	1.1	Run-of-the-River
52	Janauli 2 HPP	Racha-Lechkhumi	6.6	Run-of-the-River
53	Janauli 3 HPP	Racha-Lechkhumi	13.0	Run-of-the-River
54	Larsi HPP	Mtskheta-Mtianeti	20.0	Run-of-the-River

Биомасса

Биомасса (в основном древесина) является основным источником энергии в Грузии. При соответствующем использовании древесных отходов можно повысить эффективность использования

данного топлива. Существует риск неподобающего ведения лесного хозяйства и нанесения вреда окружающей среде.

Солнечная энергия

Солнечная энергетика занимает незанятую нишу на рынке услуг (нагреватели воды). Общий готовый потенциал солнечной энергии в Грузии равен 108 MW, что эквивалентно 34,000 tons топлива. Благодаря географическому положению уровень солнечного излучения в Грузии достаточно высокий. В большинстве регионов страны среднегодовое количество солнечных дней от 250 до 280, что приблизительно равно 6000-6780 часам в год. Среднегодовое значение солнечного излучения в зависимости от региона варьируется в пределах 1250-1800 kw-hour/m², в то время как среднее солнечное излучение эквивалентно 4.2 kwh/m².

Нужно заметить, что восточная Грузия обладает большим потенциалом солнечной энергии, чем восточная Грузия. В последние годы 20-го столетия отопительные системы на солнечной энергии стали очень популярны в Грузии. С помощью солнечной энергии можно поднять температуру воды до 40-500°С.

Преобразователи солнечной энергии являются оптимальным решением с точки зрения различных аспектов жизни Грузии. Они используются в малозаселённых горных районах, в геологических партиях, пастухами, в военном оборудовании, на телекоммуникационных станциях и в аварийных ситуациях.

Ветрогенерация

Благоприятные условия для ветрогенерации существуют на побережье Чёрного моря (в районах Поти и Батуми), в Сабуетти и Центральной Грузии, в пригородах Тбилиси и на более, чем 160 метеорологических площадках в Грузии, используемых для измерения скорости ветра. Согласно оценки общий потенциал возобновляемой энергии составляет 900 MW, имеющий для Грузии большое значение потенциал ветрогенерации оценивается в 4 billion kilowatt-hours.

Территория Грузии, согласно естественному энергетическому потенциалу, делится на четыре зоны:

1. С высокой скоростью ветра – горные районы южной Грузии, Кахабери Ваке и центральный район Колхетинской долины. Продолжительность периода работы - 5000 часов в год.
2. Средне и низкоскоростная зоны – в Мткяри от Мтцхета до Рустави, Южная часть Явахети, Черноморская береговая линия от Поти до Кахабер Ваке. Продолжительной периода работы - 4500-5000 часов в год.
3. Горный район с низкой скоростью ветра, влияющий на зону эксплуатации - горный район Гагр, Колхетинская долина и низины восточной Грузии.
4. Горный район с низкой скоростью ветра, лимитирующий зону эксплуатации – Иори Зедани и водохранилище Сиони.

Остальные горные районы Грузии не пригодны для эксплуатации ветровых электростанций. Исследования, проведённые на территории Грузии определили несколько пригодных районов для строительства ветровых электростанций.

Таблица II.18 – Грузия – Ветрогенерация

#	Место	Мощность (MW)	Ежегодная генерация (MWh)
1	Poti	50	110
2	Chorokhi	50	120
3	Kutaisi	100	200
4	Mta - Sabueti I	150	450
5	Mta - Sabueti II	600	2000
6	Gori-Kaspi	200	500
7	Paravani	200	500
8	Samgori	50	130
9	Rustavi	50	150
Summary:		1450	4160

Ветрогенерация в настоящее время располагает наиболее конкурентоспособной энерготехнологией. Ученые утверждают, что доля ветроэлектростанций в мировой энергетике составит 10% к 2025 году. В 2007 правительство Грузии и Грузино-американская компания "Каридани" подписали «Меморандум о взаимопонимании» по строительству ветровой электростанции 24 MW в пригородах Тбилиси. Цена проекта – около 24 млн. долларов.

Потенциал ветрогенерации составляет 180 MW, но низкие цены на электричество и нестабильная электропередача являются препятствием для развития ветрогенерации в среднесрочной перспективе.

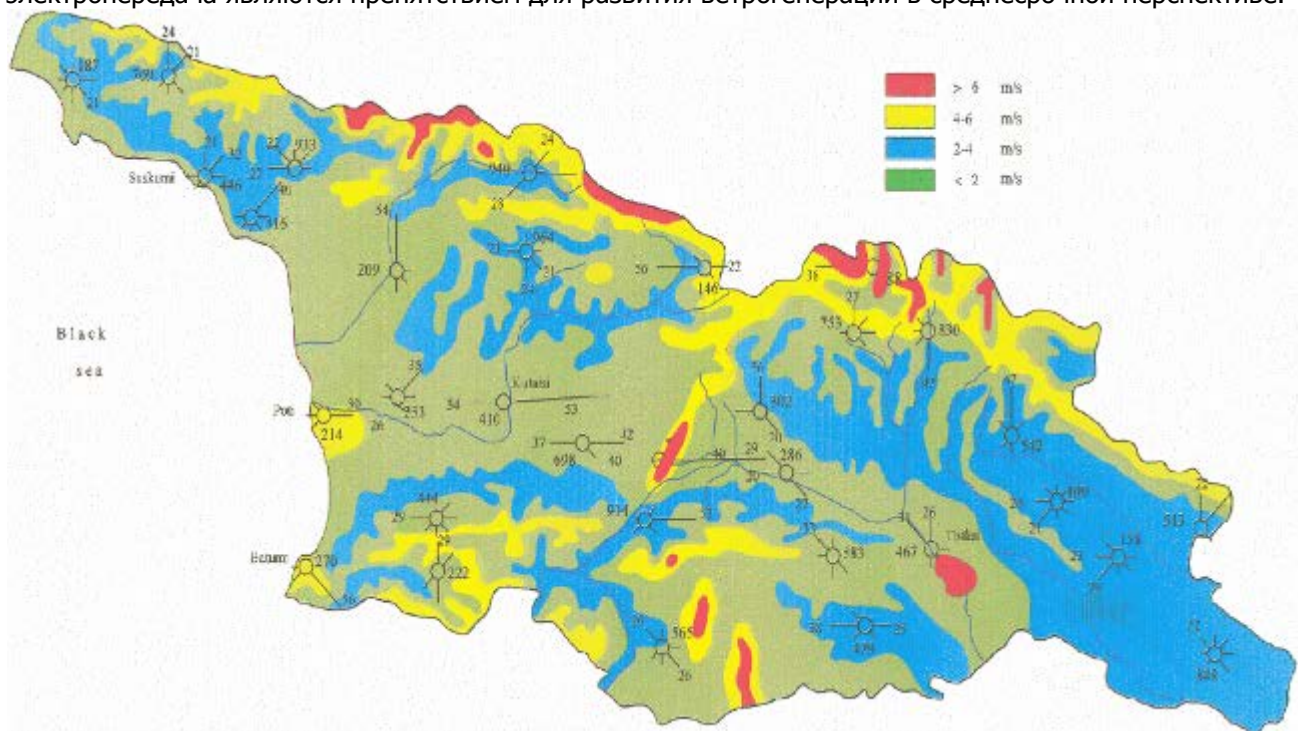


Рисунок 11.15 – Грузия – Ветровое зондирование

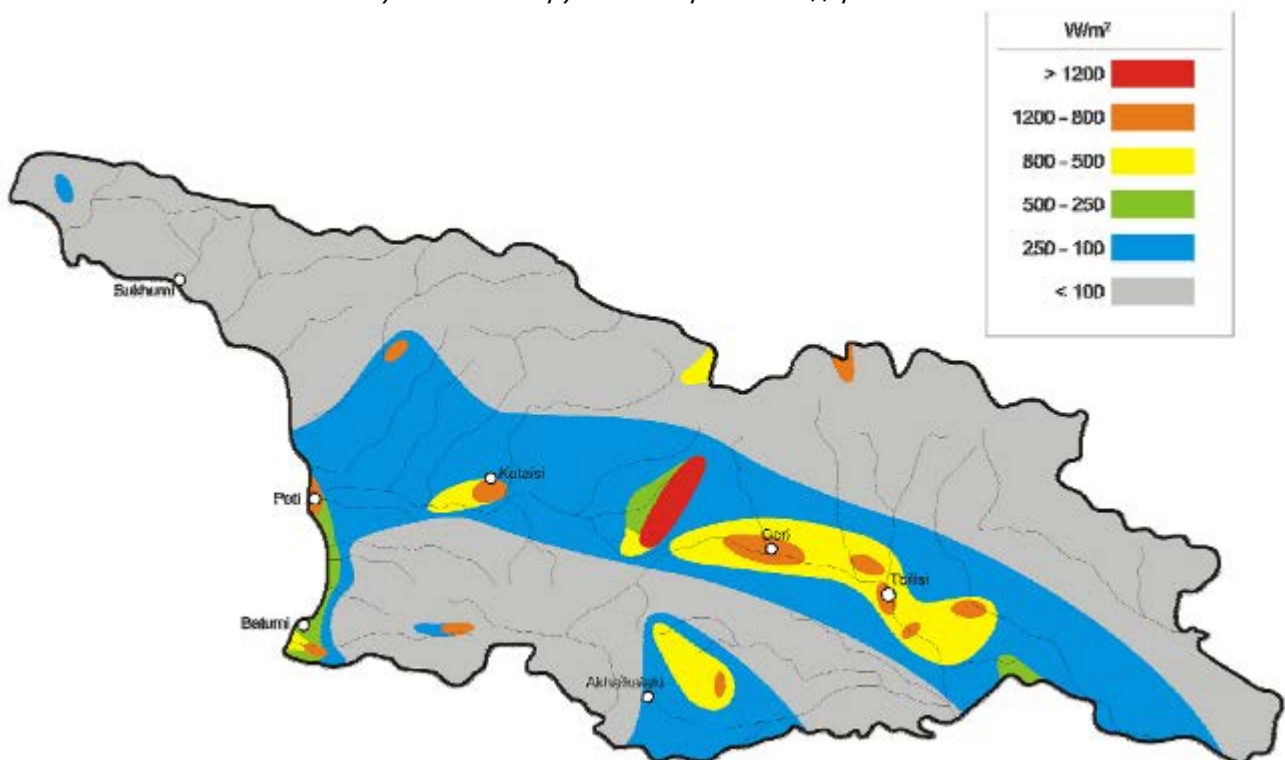


Рисунок 11.16 – Грузия – Плотность ветра на отметке 50m

Геотермальная энергетика

Согласно современным гидро-геологическим исследованиям, геотермальные резервы Грузии достигают 250 млн м³ в год. В Грузии имеются 250 естественных и искусственных каналов со средней температурой геотермальных вод от 30 до 110 С, с суточным расходом 160,000. Эти водные каналы стекаются в 44 источника. На территории 3500 км² имеются артезианские колодцы с температурой воды 85 С и более.

Более 80% геотермальных источников располагается в Западной Грузии. В геотермальной зоне Зугдиди-Цаиши в настоящее время имеется 9 производственных, 7 реинъекционных и 3 наблюдательных артезианских колодца, которые считаются пригодными к эксплуатации. Известно, что имеется 2 независимых горизонта, содержащих в себе термальные воды, из которых мы можем получить до 30,000 m³ термальных вод в сутки в случае реинъекции. Главный порт в Грузии – г. Поти – может снабжаться геотермальными водами из источников Квалони и Менджиси.

ii. Connection of renewables to transmission grid

На Рисунке II.17 приведена система электропередачи Грузии. Как это видно, линия 500 kV Восток-Запад является основой Грузинской высоковольтной системы электропередачи. Вместе с параллельной линией 220 kV, радиальными - 110kV и 35 kV она образует Грузинскую систему электропередачи.

Таблице II.19 основные характеристики сети Грузии

Уровень напряжения	линии	трансформаторы	
	Протяженность воздушных линий и кабеля	Уровень напряжения	Установленная мощность
(kV)	(km)	(kV/kV)	(MVA)
500	573	500/220	5995
330	21	330/x	480
220	1536	220/x	7275
110	3925	110/x	4125
total	6055		3200

Грузия в настоящее время нет нормативно-правовых актов регулирования использования возобновляемых источников энергии. Налоговый кодекс, опубликованный в 2005г. не предусматривает предоставление налоговых льгот на производство и использование, импорт и введения в строй оборудования для производства возобновляемой энергии или энергосберегающего оборудования (USAID, 2008). Существующих закон по электричеству и газу не рассматривает использование возобновляемых источников энергии непосредственно. Хотя разработаны цели развития возобновляемых источников.

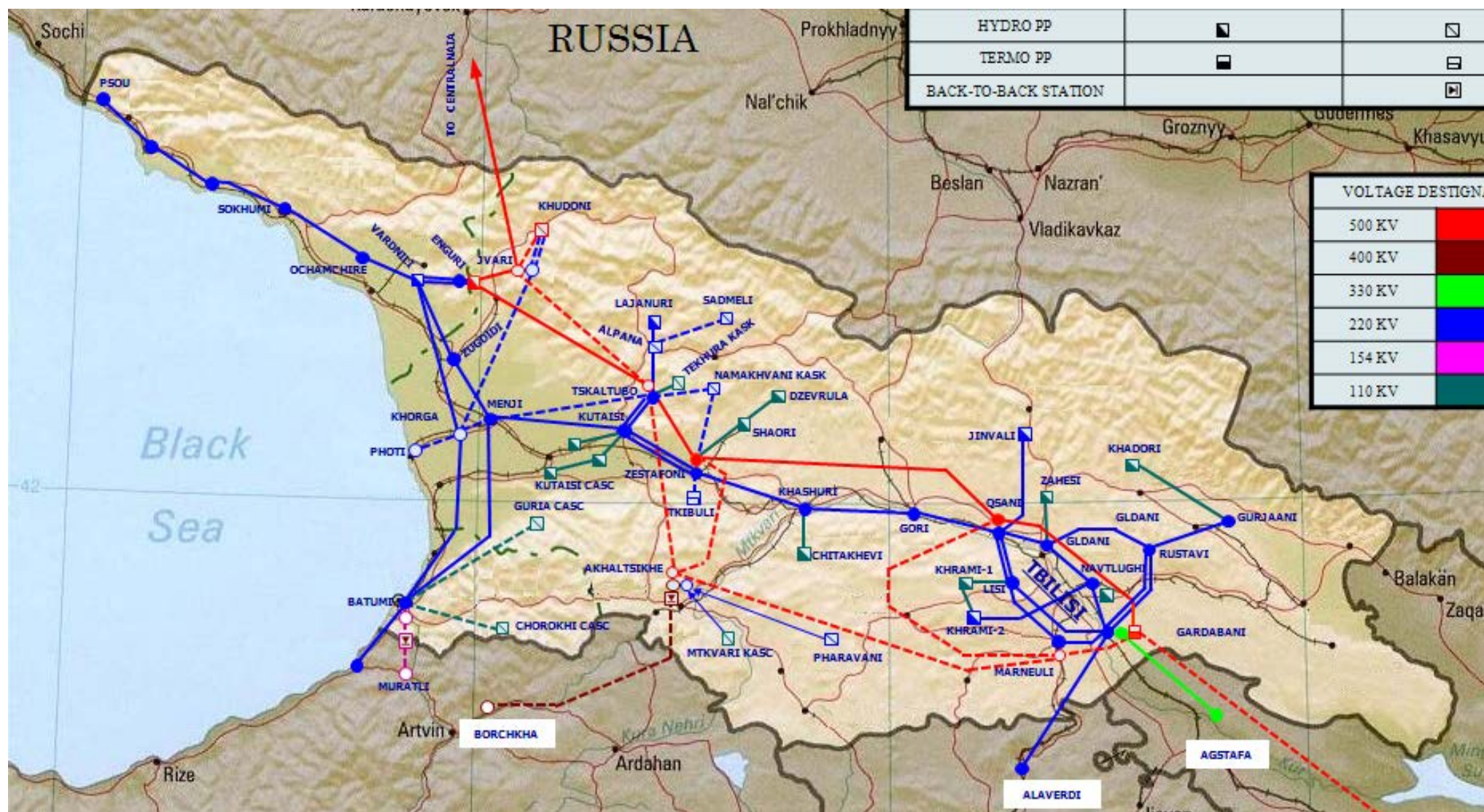


Рисунок II.17 – Грузия – карта энергосистемы 2017

iii. Тарифы на возобновляемые источники

Тарифы для энергопроизводителей в Грузии устанавливаются независимым регулятором, GNERC. Согласно документу "Резолюция 33" декрета Грузинской национальной комиссии по регулированию электроэнергетики и водных ресурсов «О тарифах электроэнергетики», посвященной электроэнергетическим тарифам, тарифы, используемые сегодня в электрогенерации в Грузии таковы:

Таблица II.19 - Грузия – Тарифы на генерацию

Company/PP	PP name	Category	MW	GWh 2010	Tetri/kWh	\$cents/kWh
JSC "Energy Invest"	Energy Invest	TPP	110	16	10.54	6.4
Ltd "International Energy Corporation of Georgia" (TbilSresi)	TbilsResi g38	TPP	270	96	9.801	6.0
Ltd "Mtkvari Energetica" (Tbilsresi Unit #9)	Tbilsresi g9 (Mtkvari)	TPP	300	570	9.11	5.6
Ltd "Eastern Energy Corporation" (Khadorhesi)	Khadori	HPP	26	141	8.75	5.3
JSC "Energo-pro Georgia" (DzevrulHesi)	Dzevruli	HPP	80	161	3.85	2.3
JSC "Energo-pro Georgia" (AtsHesi)	Atshesi	HPP	16	45	3.85	2.3
JSC "Energo-pro Georgia" (ShaorHesi)	Shaori	HPP	36	123	3.82	2.3
JSC "Energo-pro Georgia" (LajanurHesi)	Lajanuri	HPP	113	423	3.8	2.3
JSC "Energo-pro Georgia" (Cascade of Gumati HPPs)	Gumati	HPP	67	322	3.64	2.2
JSC "KhramHesi 2"	Khrami 2	HPP	110	385	3.5	2.1
JSC "Energo-pro Georgia" (RionHesi)	Rioni	HPP	48	319	3.5	2.1
Ltd "OrtachalaHesi"	Ortachala	HPP	18	97	2.5	1.5
JSC "Energo-pro Georgia" (SatskhenisiHesi)	Satskhenisi	HPP	14	57	2.33	1.4
JSC "KhramHesi 1"	Khrami 1	HPP	113	297	2.3	1.4
Ltd "Tbili Water" (ZhinvaliHesi)	Zhinvali	HPP	130	526	1.83	1.1
JSC "ZaHesi"	Zahesi	HPP	36	202	1.42	0.9
Ltd "Vartiskhe 2005" (Vartsikhehesi)	Vartsikhe	HPP	184	814	1.25	0.8
Ltd "VardniliHesebi Cascade"	Vardnili	HPP - regulatory	220	732	1.17	0.7
Ltd "EngurHesi"	Enguri	HPP - regulatory	1300	4301	1.128	0.7
Sum:			3190	9629	\$cents/kWh	
					Average	2.5
					Average weighted by kWh	1.5

Тарифы на генерацию в Грузии относительно низкие, но инвесторам в новые ГЭС разрешено вести переговоры о норме доходности инвестированного капитала с GNERC до завершения проекта, что должно обеспечить гарантию возврата вложенных средств, особенно учитываются кредиты CDM. GNERC занимается регулированием инвестиций в частном секторе. Низкие тарифы на ГЭС частично отражают тот факт, что большинство объектов было построено более 30 лет назад и полностью устарело. Производители энергии имеют два варианта продажи электричества: продажу, после заключения контракта непосредственно с потребителем или продажу Коммерческому оператору Электросистемы (ESCO). ESCO является маркет-мейкером в электросистеме Грузии и несёт ответственность за баланс между спросом и предложением. ESCO закупает электричество у провайдера наименьших издержек по цене, установленной регулятором, а именно GNERC. ESCO продает электричество распределительным компаниям и напрямую, прибавляя к установленной среднемесячной цене небольшую надбавку (на сегодняшний день 0.019 tetri/kWh т.е. около 0.01 US Cent/kWh).

Таблица II.20 – Грузия – месячные цены ESCO – продажа распределённым компаниям 2010

ESCO sale 2010	Tetri/kWh	\$cents/kWh
Jan	8.49	5.18
Feb	7.69	4.69
Mar	5.92	3.61
Apr	6.85	4.18
Maj	1.25	0.76
Jun	1.96	1.20
Jul	1.69	1.03
Avg	1.62	0.99
Sep	4.28	2.61
Okt	9.14	5.58
Nov	7.15	4.36
Dec	6.68	4.07
Average	5.23	3.19

После принятия поправки к Правилам рынка электроэнергии в июне 2007г., ESCO гарантирует покупку электроэнергии у всех вновь построенных ГЭС. Т.к. средняя цена на генерацию

электроэнергии в системе будет расти, скорей всего будет трудно найти потребителя, заинтересованного в прямой покупке электроэнергии. Строительство новых ГЭС увеличит среднюю стоимость генерации. Тем не менее, правительство Грузии планирует поэтапный переход от дорогой теплогенерации к более дешёвой местной гидрогенерации. Ожидаемая средняя цена генерации новых ГЭС в первые 7 лет эксплуатации составит 6-8 US c/kWh, с последующим после 7 лет снижением до 2-3 US c.

Дополнительные поправки к Правилам рынка электроэнергии, принятые в 2007г., дают право всем ГЭС с установленной мощностью менее чем 10 MW работать без лицензии. Объекта малой гидрогенерации (т.н. нерегулированные) также могут продавать электричество напрямую покупателю по договорным ценам. В действительности цена на электроэнергию малых ГЭС достигает и соответствует средней цене продаж ESCO. Существующий система льготного тарифа для стимулирования развития возобновляемых источников установлена в размере 50\$/MWh.

iv. Замечания и комментарии

Грузия обладает большим объёмом гидромо мощностей и потенциалом. Существует избыток электроэнергии в установленной мощности по сравнению с потреблением, и большая зависимость от гидрологии и сезонов. Это означает, что Грузия имеет низкую мощность электростанций, определяющих базовую мощность. Стратегически правильным является покупка базовой мощности у других систем (Азербайджан) и экспорт пиковой мощности, получаемой от ГЭС, в региональную систему (энергия пика нагрузки более дорогая чем базовая). Данный подход требует больше инвестиций и развитие регионального рынка для достижения желаемых экономических результатов.

ESCO определяет объём закупаемой электроэнергии согласно предполагаемому спросу, утвержденному Министерством энергетики. Согласно Правилам рынка электроэнергии все покупатели электроэнергии оптового рынка должны иметь резервную мощность в объёме не меньшем, чем определённый процент их почасового спроса. Ниже в таблице приводятся проценты:

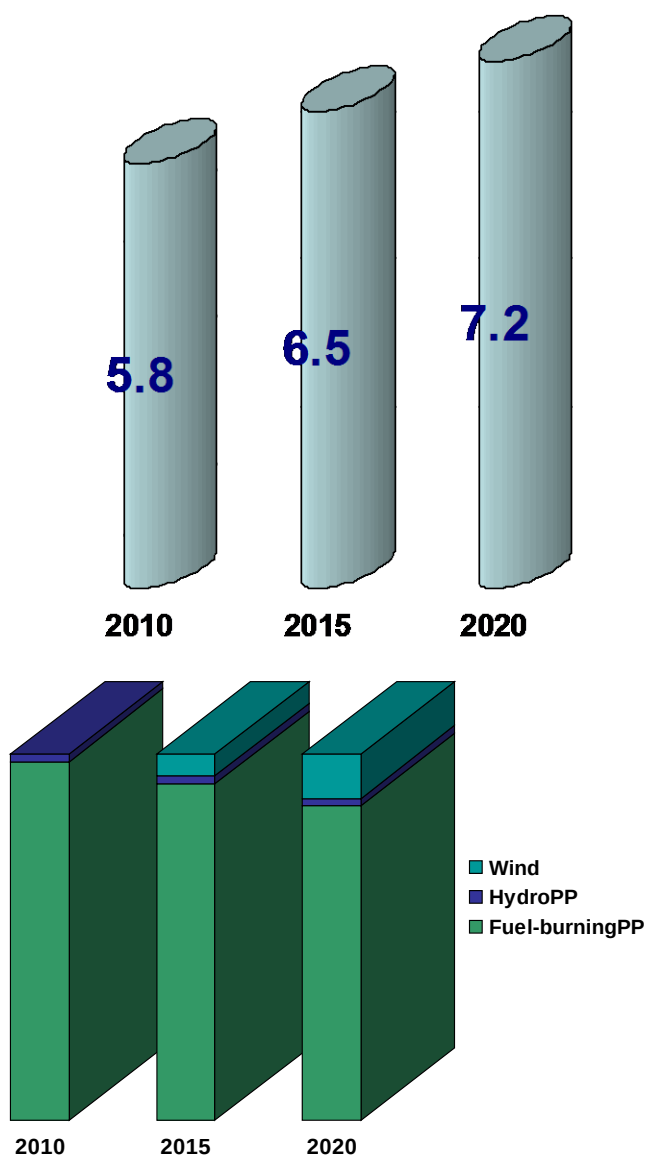
Таблица II.21 - Грузия – Необходимая резервная мощность в Грузии на 2006-2016 гг.

Период	Проценты	Источник
2010-2012	10%	50% from local sources
2013-2015	10%	Local sources only
2016-2019	15%	Local sources only

d. Молдова

Молдова – страна в Восточной Европе, не имеющая выхода к морю и граничащая с Румынией на западе и Украиной на севере, западе и востоке.

На следующем рисунке представлена планируемая доля ВИЭ в общей генерации в свете растущего спроса.



Погнозируемый спрос (GWh) Участие возобновляемой энергии в общей генерации.

Рисунок 11.18 – Молдова – Прогнозируемый спрос и участие в генерации

i. План развития возобновляемых источников энергии

Одним из приоритетов энергосистемы Молдовы является использование экологически чистых энергетических ресурсов – альтернативных, возобновляемых, ветрогенерацию и солнечную энергию, геотермальные воды, биогаз и т.д. Официальный план развития возобновляемых источников энергии на 2015-2015 гг. энергетической стратегии до 2020 г. предполагает замену традиционных источников на возобновляемые в размерах 6% к 2015 г. и 12% к 2020 г. Это будет достигнуто предоставлением ряда привилегий как для инвесторов, так и для потребителей с целью привлечения инвестиций в развитие возобновляемых источников энергии.

Малая гидрогенерация

Согласно EBRD, Молдова обладает хорошим потенциалом для развития строительства объектов малой гидрогенерации. Правда, на данный момент информации о соответствующих проектах нет.

Биомасса

Согласно EBRD, наряду с углем и древесиной, в настоящее время в качестве топлива используются также стебли подсолнечника, кукурузные початки, кукурузные стебли и другие сельскохозяйственные отходы. Правда, поскольку эффективность бытовых печей ниже 50% биомасса используется неэффективно. По оценкам технический потенциал биомассы в Молдове составляет более 370 тыс. тонн в год. Тем не менее, относительно высокие инвестиционные затраты является большим препятствием для строительства новых станций. Таким образом, несмотря на то, что биомасса считается одним из наиболее перспективных возобновляемым источником, она используется в очень скромном количестве.

Солнечная

Количество солнечного излучения в Молдове составляет примерно 4450 часов в год. (На самом деле реальная величина 2100-2300 ч/год, приблизительно 50% от максимума). Наиболее благоприятный период приходится на апрель-сентябрь, что составляет более 70% от готового. За исключением небольшого количества установок малой мощности для нагрева воды, объекты солнечной генерации не получили большого распространения в Молдове. EBRD оценивает возможности использования местной солнечной энергии для нагрева воды в общественных зданиях и гостиницах, теплицах и автономных системах, находящихся далеко от сети, как наиболее перспективные.

Геотермальные

Потенциал геотермальной энергии оценивается как низкий. Несколько источников с температурой 30° С и 50° С были обнаружены на юго-западе, недалеко от города Кагул, и на востоке, в подножье Карпатских гор, недалеко от Унгхени. Правда, в Молдове нет источников термальных вод высокой температуры.

Ветроэнергетика

К счастью, ресурсами ветроэнергетики будет покрываться большая часть внутреннего потребления за счет возобновляемых источников Молдовы. В настоящий момент не существует карты ветров данного региона, но в ближайшем будущем планируется создания атласов ветров, на что выделены соответствующие средства. Проводится изучение всех наиболее подходящих районов и в эксплуатации объектов ветрогенерации нет. Тем не менее запросы на подключение ветрогенерации составляют 500 MW, что, в момент пиковой нагрузки составляет около 40% спроса. В настоящий момент выделяются три интересных региона (Рисунок II.19 и Рисунок II.23), установленной мощностью 266MW:

- Центральная ВЭС с требуемой установленной мощностью 140 MW,
- ВЭС Карпени с требуемой установленной мощностью 42 MW
- ВЭС Похоарна с требуемой установленной мощностью of 84 MW

Энергопотенциал этих 3 ветровых станций оценивается 699,048 MWh в год. Этот объем составляет около 11% ежегодного потребления.

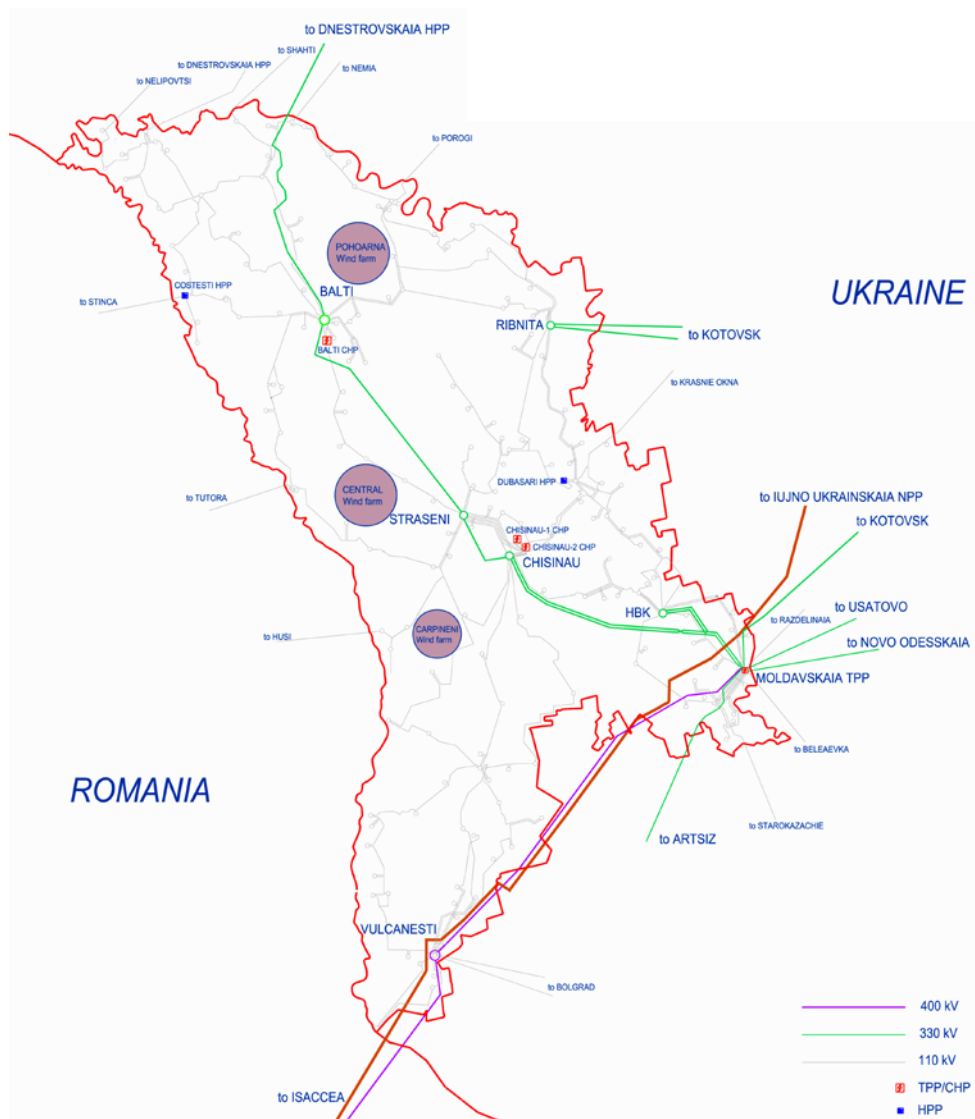


Рисунок 11.19 – Молдова – Карта объектов ветрогенерации

Таблица 11.22 – Молдавия – Планируемые подключения ВИЭ к сети

Plant / Identification name	Name in BS RTSM	Type [wind/solar/biomass]	Existing /Planned	Prequests [MW]	Ppotential [MW]	Epotential [MWh/year]	Pinst2015 [MW]	Pinst2020 [MW]	Location [area, region]	Connection point
Centru	CENTRU	wind	Planned	140	140	367920	140	140	1	Calaras(34009 5KALAR5), Nisporeni(34020 5NISPO5), Bolduresti(34002 5BOLDU5), Sipoteni(34028 5SIPOT5)
Carpineni	CARPINENI	Wind	Planned	42	42	110376	42	42	2	Carpineni (34012 5KARPI5)
Pohoarna	POHOARNA	wind	Planned	84	84	220752		84	3	Pohoarna (32054 5POHOA5)

Plant/Identification Name	- название станции или какое-либо другое обозначение
Name in BS RTSM	- название шины станции в Черноморской Региональной Модели электропередачи
Type	- тип электростанции
Location	- географический район или административный регион
Connection point	- подключение «вход-выход» или прямое к эксплуатируемым или планируемым линиям/подстанциям
Other	- другие объекты необходимые для подключения электростанции

ii. Подключения возобновляемых источников энергии

Основой системы энергопередачи Молдовы является система 330 kV, пересекающая всю страну с севера на юг. Вместе с системой 110 kV, работающей параллельно с сетью 330 kV, они формируют национальную сеть. На Рисунке II.20 представлена Молдавская система электропередачи. the transmission grid of Moldova is presented. В Таблице II.24 приведены основные характеристики сети Молдавии.

Таблица II.23 – Молдавия - Энергосистема

lines		transformers	
Voltage level	Length of the overhead lines and cables	Voltage level	Installed capacities
(kV)	(km)	(kV/kV)	(MVA)
400	214	400/330	500
330	532.4	330/x	2525
110	5231.1	110/x	3687
total	5977.5		6712

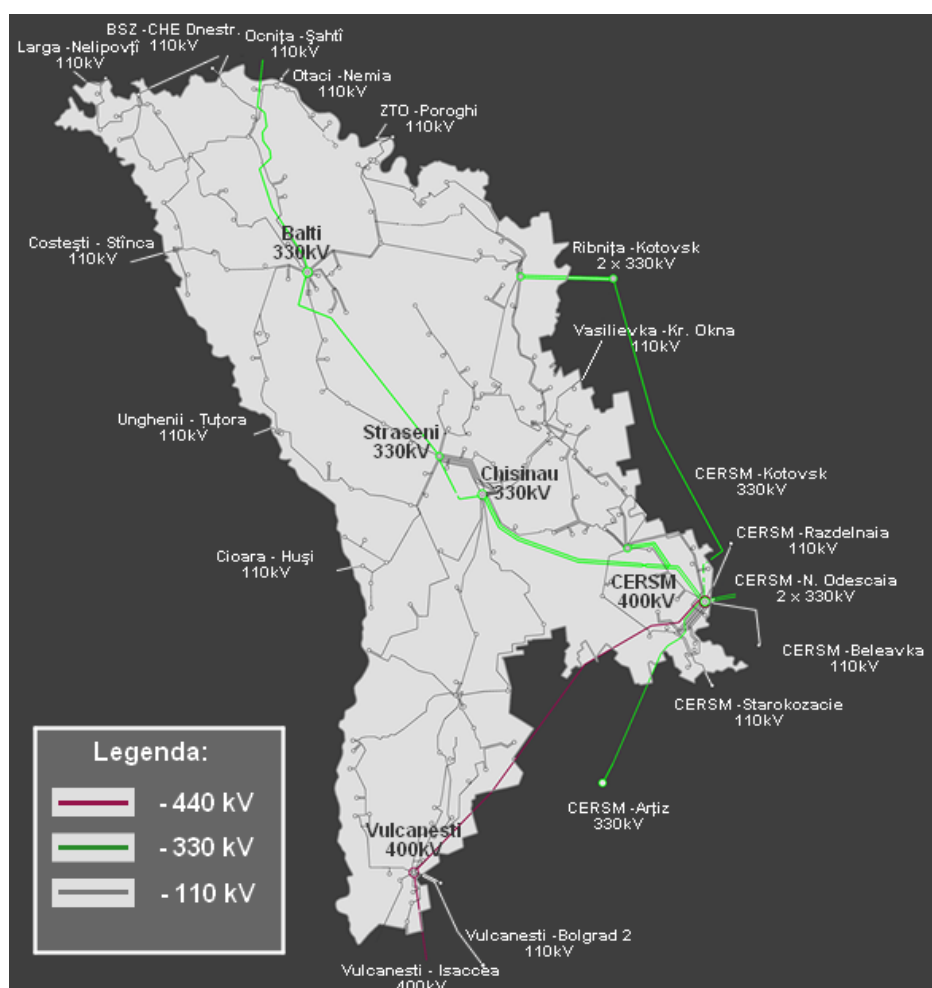


Рисунок II.20 – Молдавия – карта сети передачи электроэнергии

Для завершения проекта необходимо строительство следующих трансформаторных подстанций:

Рисунок II.24 – Молдавия – усиление сети для возобновляемых источников

Power plant	Reinforcement type	Reinforcement
Pohoarna	SS	POHOARNA
Pohoarna	HVL-110 kV	FLORESTI - POHOARNA

Для ветроэлектростанции Похоарна необходимо построить новую трансформаторную подстанцию, поскольку существующая не справляется с максимальной мощностью вырабатываемой электроэнергии. Новая подстанция должна быть подключена к сети ЛЭП 110 kV Флорешти – Солданести. К этой новой подстанции должны быть подключены 74MW, а оставшиеся 10 MW будут подключены к существующей подстанции 35 kV Котюджень, связанной с подстанциями 110 kV Флорешти и Камененка.

Для ВЭС Карпинени все ветрогенераторы должны быть подключены к подстанции 110 kV Карпинени (34012 5KARPI5). Для нормальной работы нет необходимости модернизации сети.

Для Центральной ВЭС предусмотрено 4 точки подсоединения: 110 kV ПС Ниспорени (34020 5NISPO5) – 35 MW, 110 kV ПС Болдурести (34002 5BOLDU5) – 35 MW, 110 kV ПС Сипотени (34028 5SIPOT5) – 37.5 MW и 110 kV ПС Саларас (34009 5KALAR5) – 32.5 MW. На 110 kV ПС Сипотени и Болдурести должны быть заменены трансформаторы.

iii. Тарифы на возобновляемые источники

Схема стимулирования возобновляемых источников энергии в Молдавии должна быть определена. Стимулирование инвестиций планируется проводить в рамках государственной системы поощрений, предоставляющей налоговые льготы и кредиты физическим лицам и организациям. Кроме того, инвестиции будут стимулироваться путем снижения таможенных пошлин и освобождения от налогов на срок на три года.

Тарифная политика должна предусматривать закупку внутренними поставщиками у производителей фиксированного объема производимой возобновляемой энергии, в соответствии с нормой, установленной агентством. Тарифная методология для возобновляемых источников должна быть выпущена в ближайшем будущем Национальным агентством по регулированию в энергетике Молдавии.

В настоящий момент не существует отдельный сетевой код для возобновляемых источников.

Молдова вступила в члены энергетического сообщества в 2010 году и в настоящее время использует существующее в энергетическом секторе законодательство в соответствии с законами энергетического сообщества. Для возобновляемых источников это 2009/28/ЕС, 2003/30/ЕС и 2001/77/ЕС.

iv. Анализ результатов балансировки и контроля

Из-за проблем с прогнозированием направления ветра, ветрогенерации должна быть обеспечена оборотным резервом. Для балансировки производимой возобновляемыми источниками мощности должен быть использован MGRES (рынок на день вперед). Для других, получаемых из Украины ресурсов используется модель рынка реального времени. В настоящий момент большая часть дополнительной мощности приобретается в Украине.

v. Замечания и комментарии

Для развития возобновляемых источников энергии существует необходимость в наличии внутренних резервов для обеспечения баланса или ясное понимание других путей борьбы с нестабильностью возобновляемой генерации, четкой тарифной методологии для ВИЭ и современных методов прогнозирования для ВЭИ

Особое внимание должно быть уделено методам расчёта также, как и принятию тарифов на ветрогенерацию и техническому регламентированию (кодекс ветровой интеграции). Также необходимо обеспечить право на землю, отводящуюся под строительство турбин ветрогенерации.

е. Румыния



і. План развития возобновляемых источников

Одним из приоритетов Румынской системы является использование экологически чистых энергетических ресурсов – альтернативных, возобновляемых, ветрогенерацию и солнечную энергию, геотермальные воды, биогаз и т.д. Долгосрочное планирование развития энергосистемы Румынии (согласно Закону 220 / 2008 и 139/2010) предполагает, что доля генерация с использование возобновляемых источников энергии (поддерживаемых схемой «зелёной сертификации») в общем объёме по годам в процентном исчислении будет следующей:

• 2011 –	10.00 %
• 2012 –	12.00 %
• 2013 –	14.00 %
• 2014 –	15.00 %
• 2015 -	16.00 %
• 2016 -	17.00 %
• 2017 -	18.00 %
• 2018 -	19.00 %
• 2019 -	19.50 %
• 2020 -	20.00 %

Данные показатели не включают генерацию «больших» ГЭС. В настоящий момент генерация с использованием возобновляемых источников различных типов составляет менее 1000 MW, но ожидается увеличение за счет ввода в строй объектов ветрогенерации в ближайшем будущем

Малая гидрогенерация

Почти вся возобновляемая энергия в Румынии производится за счет гидрогенерации. Nearly all RES-Energy in Romania is generated from hydropower. Доля рассматриваемой малой гидрогенерации невелика - 70 MW. Средний темп роста гидроэнегегенерации около 5% в год, несмотря на большой потенциал per year (6 TWh для объектов мощностью менее 10 MW).

Объекты с контрактами на подключение: 81 MW

Объекты с техническим разрешением: 112 MW

Биомасса

Румынию покрывают 40% сельскохозяйственных площадей 27% лесных угодий, поэтому биомасса может являться важным источником топлива. Т.к. Румыния производит большой объем сельскохозяйственной продукции, отходы сельского хозяйства могут представлять большой потенциал для производства электроэнергии. В настоящее время 8 MW производится в основном домашних хозяйствах. Доля биомассы в общем объёме производимой энергии составляла 10.94% в 1998 году. В настоящее время биомасса используется только для отопления, непосредственного сжигания для приготовления пищи, при этом большая часть идёт на нагрев воды. Около 95% of the биомассы приходится на долю древесины и сельскохозяйственных отходов, остальные древесные отходы используются в промышленных целях

Дополнение о биотопливе было внесено в национальное законодательство в декабре 2005 года. В 2007 г. первый в Румынии объект по производству биотоплива был введен в строй. Производственная мощность завода в Васлуй составит 25,000 тонн в год. Страна в настоящее время делает первые шаги в целях выполнения положения Европейского Союза по замене 5.75 % бензина и дизельного топлива на биодизельное топливо.

Потенциал использования биомассы для производства электроэнергии достаточно мал:

Объекты с контрактами на подключение: 10 MW

Объекты с техническим разрешением: 35 MW

Солнечная энергогенерация

В настоящий момент Румыния не обладает объектами солнечной генерации. Среднее солнечное излучение в Румынии составляет от 1100 до 1300 kWh/m² в год. Карта солнечной радиации была выпущена Национальным институтом метрологии и гидрологии. Учитывая опыт прошлого у развития солнечной энергетики хорошие перспективы. В Оценке ресурсов возобновляемых источников энергии, EBRD рассматривает возможности использования местной солнечной энергии для нагрева воды в общественных зданиях и гостиницах, теплицах и автономных системах, находящихся далеко от сети как наиболее перспективные.

Объекты с контрактами на подключение: 82 MW

Объекты с техническим разрешением: 258 MW



Рисунок 11.21 – Румыния – Карта основных объектов ветрогенерации

Ветрогенерация

Ветрогенерация представляет главный ресурс возобновляемых источников в энергетике Румынии, и реализация программы значительно продвинулась вперед. Современное состояние генерации приводится ниже:

Ветроэлектростанции, находящиеся в эксплуатации:

= 617 MW

Ветроэлектростанции, вводимые к концу года:

~ 1000 MW

Ветроэлектростанции с контрактом на подключение:

~ 8405 MW (figure 3.17)

Ветроэлектростанции с выданным тех. разрешением:

~ 8192 MW (figure 3.18)

Всего проектов на продвинутой стадии:

~11288 MW

Объекты на разных стадиях:

>10387 MW

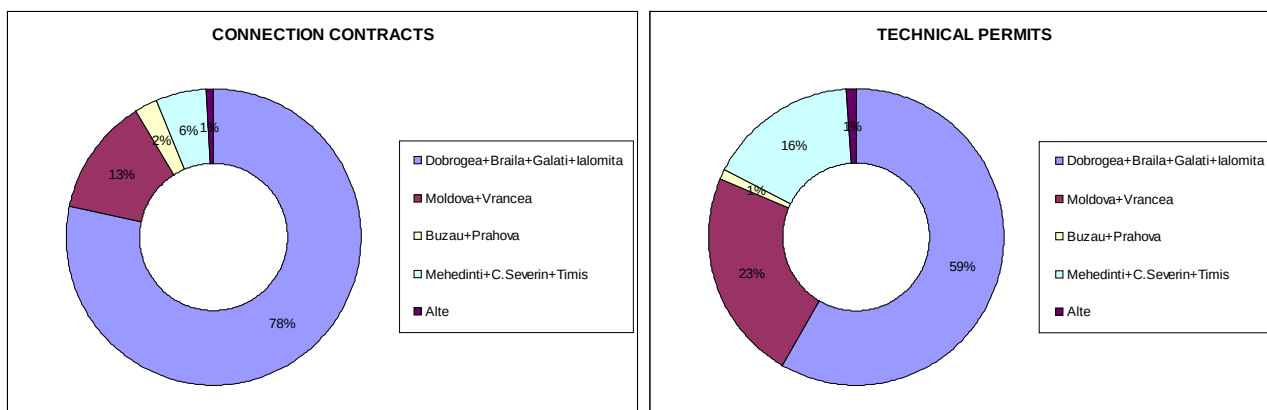


Рисунок 11.22 – Румыния – ВЭС с контрактами на подключение и техническими разрешениями
Предполагаемый ввод в эксплуатацию ВЭС по годам согласно данным инвесторов.

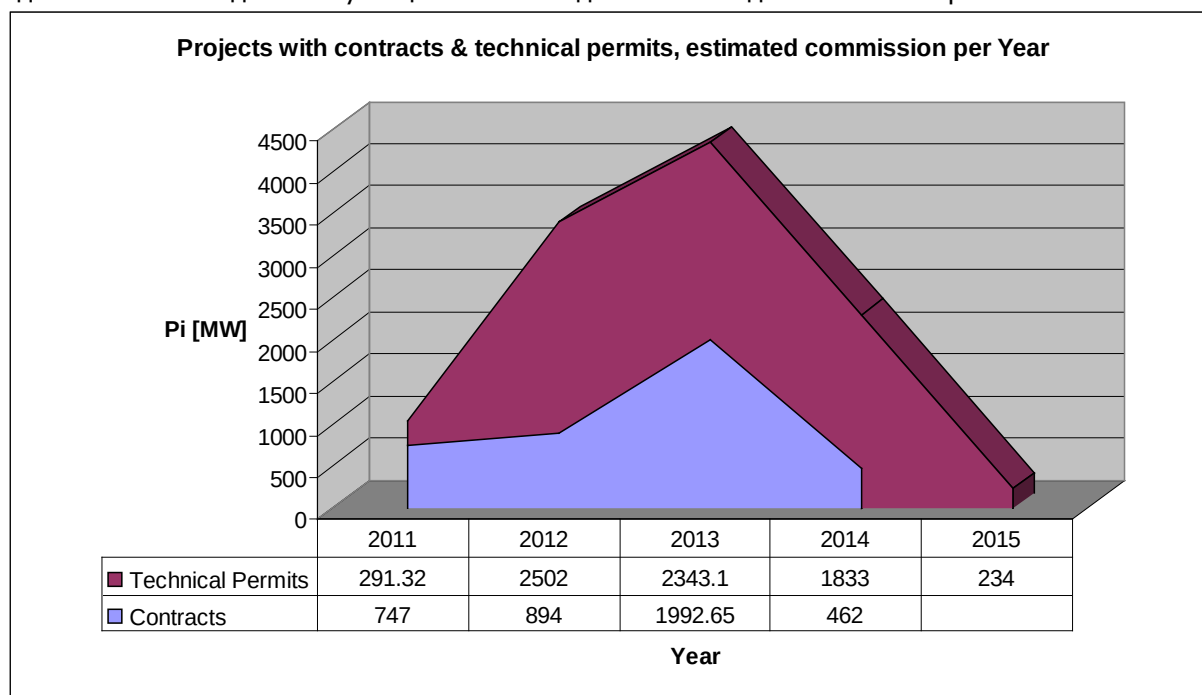


Рисунок 11.23 – Румыния – Предполагаемый срок ввода в эксплуатацию ВЭС
В настоящее время введено в действие 617 MW ВЭС. Учёт производимой мощности ведётся с 1 августа 2010 г. После года эксплуатации пришли к следующему заключению: станции находилась в рабочем режиме 30% времени, производимая мощность ВЭС оценивается 100 MW (что составляет 16.6% от P_i).

Month	Energy produced by Tomis Team WPP Tariverde [MWh]	Hours
August	18552.44	112
September	35250.55	158
October	55850.43	212
November	37123.83	124
December	68770.99	229
January	37726.39	126
February	81451.55	272
March	80208.24	267
April	61248.63	204
May	41524.39	138
June	47907.86	160
July	26270.65	88
Time $P_g = P_i$ (different P_i)		2089
Time $P_g = P_i$ ($P_i = 300$ MW)		1973

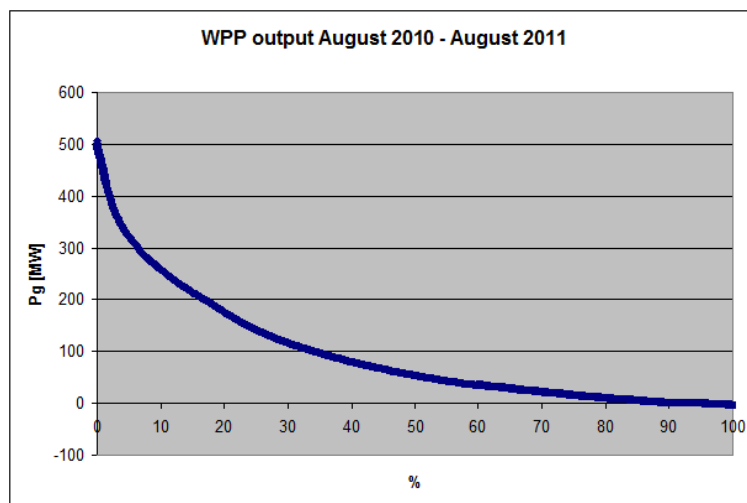


Рисунок II.24 – Румыния – Производимая мощность ВЭС с 1^{го} августа 2010 г.

Прогноз на установленную мощность (Согласно национальному плану NREAP):

- 2015 – 3200 MW
- 2020 – 4000 MW

Технические требования к ветрогенераторам утверждаются правительством.

Таблица II.25 – Румыния – План подключения ВИЭ к сети энергопередачи

Plant / Identification name	Name BS RTSM	Type [wind / solar / biomass]	Existing / Planned	Prequests [MW]	Ppotential I [MW]	Epotential [MWh/year]	Pinst2015 [MW]	Pinst2020 [MW]	Location [area, region]	Connection point
Tulcea Vest 110 kV	RTULCE5A	wind	17		10	10	25	25	Moldova	
Tulcea Vest 110 kV	RTULCE5A	wind	17		10	15	25	40	Dobrogea	
Medgidia Nord 110 kV	RMEDGI51	wind	25		15	15	40	40	Dobrogea	
Medgidia Sud 110 kV	RMEDGI52	wind	25		10	15	25	40	Dobrogea	
Medgidia Sud 110 kV	RMEDGI54	wind	25		10	15	25	40	Moldova	
Basarabi 110 kV	RBASAR5B	wind	34.5		20	30	55	75	Moldova	
Basarabi 110 kV	RBASAR5C	wind	34.5		20	30	55	75	Dobrogea	
Mihai Viteazu 110 kV	RMIHAI53	wind	40		15	20	47	47	Dobrogea	
Tariverde 400 kV	RTARIV1	wind	300		210	240	600	600	Dobrogea	in-out on existing 400 kV OHL Constanta - Tulcea
Adjud 110 kV	RADJUD5	wind			30	30	76	76	Dobrogea	
Bacau 110 kV	RBACAU5	wind			20	20	53	53	Dobrogea	
Insurarei 110 kV	RINSUR5	wind			10	10	25	25	Banat	
Liesti 110 kV	RLIEST5	wind			30	35	90	90	Moldova	
Mircea Voda 110 kV	RMIRCE51	wind			0	10		25	Moldova	
Moldova 110 kV	RMOLDO5A	wind			0	10		24	Dobrogea	
Munteni 110 kV	RMUNTE51	wind			10	30	25	76	Dobrogea	
Negresti 110 kV	RNEGRE51	wind			5	5	18	18	Dobrogea	
Neptun 110 kV	RNEPTU5	wind			10	10	25	25	Dobrogea	
Rahmanu 400 kV	RRAHMAN1	wind			210	240	600	600	Dobrogea	in-out on existing 400 kV OHL Isaccea - Dobrudja
Smardan 110 kV	RSMIRD5B	wind			20	25	58	58	Dobrogea	
Stupica 400 kV	RSTUPI1	wind			100	110	272	272	Dobrogea	in-out on existing 400 kV OHL Isaccea - Medgida
Tataru 110 kV	RTATAR51	wind			10	10	25	25	Dobrogea	
Tulcea Vest 110 kV	RTULCE5B	wind			10	10	25	25	Dobrogea	
Tulcea Vest 110 kV	RTULCE5B	wind			5	5	10	10	Moldova	
Urleasca 110 kV	RURLEA5	wind			10	10	25	25	Banat	
Socol 400 kV	RSOCOL1	wind			100	240	300	600	Dobrogea	in-out on new 400 kV OHL Resita - Pancevo

ii. Подключение возобновляемых источников к сети

Румыния обладает достаточно мощной системой энергопередачи, состоящей линиями 400, 220 и 110 kV. С региональной точки зрения Румынская система энергопередачи имеет сильную конфигурацию с несколькими внутренними петлями 400 kV. Существуют, однако, несколько соединений с соседними странами. Основные характеристики сети энергопередачи Румынии представлены в ниже в Таблице II.27.

Таблица II.26 – Румыния – обзор сети

Transformer Substation				
Voltage (kV)	Substation nr.	Transformers (T, AT) nr.	Nominal Power (T, AT) MVA	Length (km)
750	1	2	1250	154,6
400	34	2	500	4740,3
		20	400	
		25	250	
220	42	2	400	4095,9
		1	100	
		80	200	
110	0			38
Total Number of Substation	77			
Total Length (km)				9028,8
Transformer Substation (T, AT)		132	34.65	

Из-за многочисленных подключений ВЭС и потенциала ветроэнергетики (см. Ветрогенерация и Таблица 2.25) Румыния испытывает проблемы с пропускной способностью линий электропередачи. Кроме того, кроме того объем резервной мощности лимитирован и увеличение мощности не зависит от Трансэлектрики.

Исходя из этого, для подсоединения большого количества ветрогенераторов в регионе Добруджа (и других подходящих по условиям районах) планируется строительство отдельных подстанций 400/110 kV для передачи всего объема производимой мощности. В Таблице II.28 приводится план укрепления сети в целях поддержки интеграции ВЭС в систему энергопередачи. Работы по усилению сети включены в план развития сети в различные временные периоды (начиная с 2015 г. до завершения работ в 2022 г.) На Рисунке II.25 приведена карта системы энергопередачи с планируемыми объектами поддержки генерации.

СО платит за плановое усиление, которое должно быть проводиться в определённые сроки; в других случаях за усиление платит инвестор, и инвестиции компенсируются позднее операциями сети. Если для конкретного инвестора установленное усиление сети составляет 60-100%, в таком случае инвестор разделяет его стоимость.

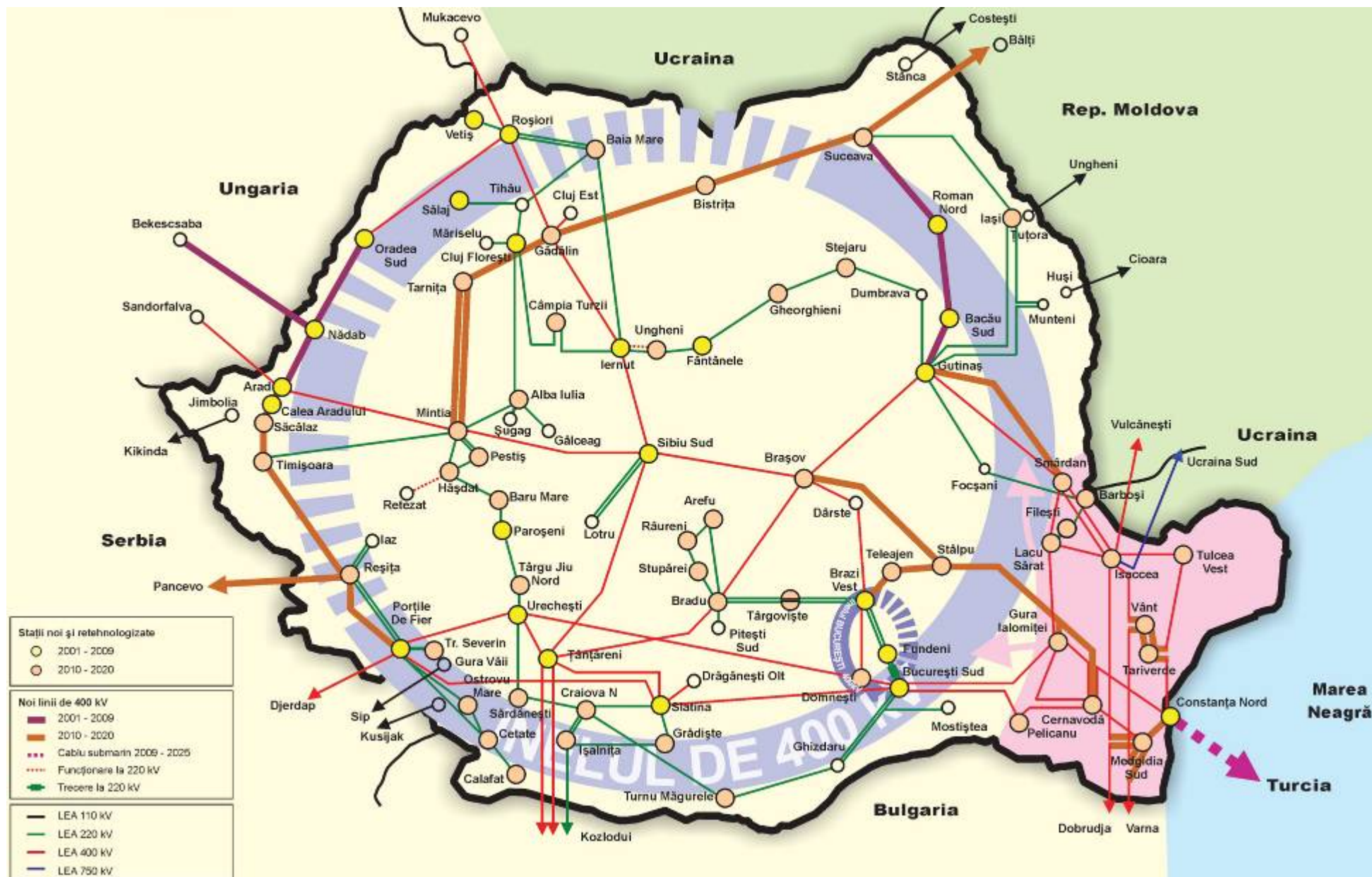


Рис. 11.25 – Румыния – Карта сети

Таблица 11.27 – Румыния – План усиления сети электропередачи для подключения ВИЭ

Power plant	Reinforcement type	Reinforcement
	OHL	RTARIV1-RCONST1
	OHL	RTARIV1-RTULCE1
Tariverde	New Substation – in operation	RTARIV1
Rahamnu	New Substation	RRAHMAN1
Stupina	New Substation	RSTUPI1
Development plan		
Tulcea Vest (2015)	T3 400/110 kV	
OHL 400 kV Porti de Fier - Resita (2016)	new OHL	
OHL Cernavoda-Gura Ialomitei-Stalpu d.c. (2016)	new OHL	
OHL 400 kV Isaccea-Medgidia Sud-Dobrudja (2015)	Medgidia in-out on existing OHL Isaccea-Dobrudja	
OHL 400 kV Isaccea-Medgidia Sud-Varna (2015)	Medgidia in-out on existing OHL Isaccea-Varna	
OHL 400 kV Samardan-Gutinas d.c. (2020)	new OHL	
OHL 400 kV Suceava-Gadalin (2021)	new OHL	
OHL 400 kV Suceava-Balti (2019)	new interconnector	
OHL 400 kV Resita-Pancevo (2020)	new interconnector	
OHL 400 kV Constanta - Medgidia Sud (2020)	new OHL	
new SS 400 kV Stalpu (2017)	new SS	
new SS 400 kV Teleajen (2018)	new SS	
Upgrade from 220 kV to 400 kV OHL Stalpu-Teleajen-Brazi Vest (2018)	Upgrade	
OHL 400 kV Resita-Timisoara-Sacalaz-Arad (2022)		
Not known financing source		
Reinforcement of OHL 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fantanele (2015)	reinforcement	
New OHL 400 kV Stalpu-Brasov (2019)	new OHL	
New OHL 400 kV Rahmanu - Tulcea Vest (2017)	new OHL	
Medgidia Sud (2016)	T3 400/110 kV	

1 Тип объекта(OHL – воздушные линии, K - кабель, SK – подводный кабель, SS - подстанции, BB – вставка постоянного тока...)

2 Страна (код ISO)

3 Название подстанции

4 Установленное напряжение (для линий - номинальное, для трансформаторов - коэффициент трансформации в вольтах)

5 кол-во блоков

6 Пропускная способность элементов для OHL в Amps, для трансформаторов в MVA

7 Пропускная способность лимитированная трансформаторами или подстанциями

8 Тип кондуктора или трансформатора (ACSR - Aluminum Cross section Steel Reinforced, or code of conductor, PS - phase shift transformer...) поперечное сечение

9 Cross section (number of ropes in bundle x cross-section/cross section of reinforcement rope)

Сечение

10 Расстояние до границы первого гос-ва

11 Расстояние до границы второго гос-ва

12 Общая протяженность

- 13 Ввод в эксплуатацию (предполагаемый)
- 14 Статус объекта (Замысел, Техничко-экономическое обоснование, Строительство, Аварийный, вышедший из строя, Выведенный из эксплуатации...)

iii. Тарифы на возобновляемые источники энергии

Для стимулирования развития производства электроэнергии на возобновляемых источниках введена система Зелёных сертификатов, включая обязательную закупку распределительными компаниями и обязательную квоту на закупку «зелёной энергии». В конце каждого года распределительная компания должна предоставлять определённое количество «Зелёных сертификатов» для покрытия готовой квоты. С октября 2005 г. продажа сертификатов проводится вновь созданным администратором рынка OPCOM. Согласно закону Об энергетике все производители имеют равные права доступа к сети. Тарифы регулярно пересматриваются согласно реальным ценам производства Румынским регулятором, ANRE.

В основе схемы финансовой поддержки ВИЭ – Зелёные сертификаты (2 GC/MWh вплоть до 2017 г. и 1 GC/MWh с 2018 г. для ветра, 6 GC/MWh солнечной, 3 GC/MWh для малой гидрогенерации, 2 GC/MWh для восстановленных малых ГЭС, 1 GC/2MWh для остальных (малых гидро: $P_i < 10$ MW), 3 GC/MWh для биомассы, с маржой 27÷55 euro/GC). На период 2005-2012 гг., годовой максимум и минимумы на продажу Зелёных сертификатов 27 Euro/certificate и 55 Euro/certificate соответственно, по курсу устанавливаемому Национальным банком Румынии в последний рабочий день декабря предыдущего года. Это также отражается на цены на электричество, предполагая значительное повышение, хотя не достигая цен остальных стран Европейского Союза

Существует два варианта для ВЭС, которые могут продавать энергию по льготным тарифам или по рыночной цене. В дополнении к цене за электроэнергию, за каждый MWh ВЭС получают 2 сертификата (ЗС). В настоящий момент данная практика не работает из-за отсутствия законодательных актов. В настоящий момент ВЭС получает 1 ЗС.

iv. Анализ результатов, корректировка отклонений и контроль возобновляемых источников

Существующий анализ баланса сделан для определённых ГЭС и ТЭЦ. АЭС не учитывается. Планируемая новая PSPP Тарнита 1000 MW должна значительно повысить контроль потенциала Румынской системы и решить значительную часть проблем в этой области. Также, введение в эксплуатацию новой гидроаккумулирующей электростанции на реке Олт (~ 400 MW) и современных объектов, работающих на сжигании пылевидного и газообразного топлива, в будущем обеспечит широкое использования большого числа возобновляемых источников в Румынской системе.

Описание основных принципов балансирования:

- Балансирующий рынок развивался согласно Коммерческому кодексу.,
- все существующие мощности должны быть приведены, существует ценовой потолок,
- составление графика на день вперёд, составление графика в течение суток, почасовое уведомление, система уведомления через 15 мин интервалы,
- Система управления графиками,
- BRP – стороны, ответственные за балансирование (стороны, ответственные за потребление/производство)
- Согласно Коммерческому кодексу, ВЭС должны быть частью BRP.

При существующем объёме резервной мощности Трансэлектрика считает необходимым внедрение 2660 MW с учётом того, что предполагаемая доля ВЭС в данной объёме 30%. В данном исследовании были рассмотрены объекты предназначенные для обеспечения территориальной потребности в резервной мощности.

v. Замечания и комментарии

Потенциал и ограничения могут быть сгруппированы в четыре группы:

I – Системный контроль

Румынские ЭС могут оперировать без каких-либо ограничений объёмами ветрогенерации (приблизительно около 3000 MW ÷ 4000 MW установленной мощности) в размере 960 MW (2015) ÷ 1200 MW (2020). Для увеличения мощности должны быть проведены следующие меры:

- По улучшение регуляторных рамок (особенно в области управления сетевой перегрузкой) может обеспечить возможность получения большей мощности без дополнительных вложений

- По улучшению прогнозирования ветра
- Гидроаккумулирующие ГЭС: на реках Олт (~400 MW) и Тарнита и других местах (1000 MW).
- Современные объекты на сжигании пылевидного и газообразного топлива.

II – Передающая сеть

Пропускная способность сети электропередачи обычно является проблемой региона и в некоторых случаях – местная.

- Электропередающая сеть оказывает физическую поддержку энергорынку, поэтому инвестирование в неё обычно выгодно всем игрокам на рынке
- План развития Трансэлектрики предусматривает значительное увеличение генерации как «классических», так и возобновляемых источников
- Объем инвестиций ближайших 5 ÷ 7 лет не может быть покрыт существующими в настоящее время тарифами.

III – Рынок электроэнергии

При принципиальной приоритетности ветрогенерации, на практике эта приоритетность чётко не обозначена.

- Рыночные правила для ветрогенерации ограничивают коммерческий потенциал обязательными для исполнения квотами
- Экспорт до сих пор не разрешён
- Составление графика в течении суток на рынке увеличило стоимость транзакций

IV – Законодательство

Ожидается улучшение законодательства

- Сетевые расходы системных операторов, достигающие 50% или 100% являются причиной задержек исполнения проектов из-за нехватки средств
- Пробелы в законодательстве по землепользованию для новых OHL/SS являются основной проблемой дальнейшего развития.

f. Россия

Россия является одним из крупнейших производителей электроэнергии, производимой в основном из нефти, газа и угля. Основное внимание сконцентрировано на добыче и экспорте этих ресурсов, доля которых в прибыли от международных торговых операций составляет 80% и, как следствие, развитию возобновляемой энергетики уделяется мало внимания. В общем объеме 203 GW, производимой в России, 45 GW приходится на гидроэнергетику, 307 MW – не геотермальную, 15 MW – на ветрогенерацию и оставшийся незначительный объем – на другие возобновляемые источники. В 2009 году в России было произведено всего 992 TWh электроэнергии, 176 TWh из которых гидроэлектростанциями. Таким образом доля гидрогенерации в общем объеме составила 16%, в то время как доля других возобновляемых источников – менее 1%. Президент Дмитрий Медведев заявил в мае 2010 г., что Российское правительство будет уделять особое внимание закупкам электроэнергии, производимой ВЭИ, в целях дальнейшего развития возобновляемой энергетики. Правительство запланировало доведение доли негидро-возобновляемых источников в общем объеме энергопроизводства России до 4.5%. В продолжении этого в ноябре 2010 года правительством была одобрена US\$300 billion программа по энергоэффективности. В настоящий момент развитие возобновляемой энергетики тормозится недостатком инвестиций, экономической нестабильностью, пассивностью общественного мнения и низкими тарифами на отопление и электроэнергию. Субсидии на природный газ – ещё это одно препятствие для развития возобновляемых источников, и поэтому большинство планов по сокращению выбросов углерода направлены на строительство более энергоэффективных теплоэлектростанций комбинированного цикла с меньшим уровнем загрязнения.

i. План развития возобновляемых источников

В Таблице II.29 показан план развития возобновляемых источников согласно официальным оценкам и планам. Как можно увидеть, это составляет всего 4.7% потребляемой энергии, что эквивалентно 80.22TWh, а это огромное количество.

Таблица II.28 – Россия – Развитие ВИЭ

RES TYPE	RES TARGET GENERATION IN TWh		
	2010	2015	2020
Small hydro (<25 MW)	3.5	10	20
Wind energy	0.21	2.6	17.5
Geothermal energy	0.6	2	5
Biomass	13.5	22	34.9
Tidal energy	0	0.024	2.3
Solar energy	0.00003	0.002	0.018
Other	0	0.08	0.5
TOTAL TWh	17.81	36.71	80.22
TOTAL %	1.49%	2.57%	4.69%
Consumption	1196.6	1426.3	1710.0

Малая гидрогенерация

Такая огромная страна, как Россия обладает огромным потенциалом для развития малой гидрогенерации, при этом крайне трудно дать правильную оценку тому, насколько большим является этот потенциал. По официальной оценке к 2020 г. он составит 20TWh

Биомасса

Биомасса уже используется в некоторых регионах России, производя в сумме 1% или 9 TWh/в год от общей энергопотенциала России. Правда, в следствии огромных резервов древесины и торфяников, общий технический потенциал биомассы в России составляет 431 TWh/в год, из которых 285 TWh/в год экономически реальный. Основные запасы находятся на северо-востоке России, где развивается целлюлозно-бумажная промышленность, древесные отходы которой используются как биомасса в энергетическом производстве.

Использование торфа для энергопроизводства широко использовалось в Советском Союзе, пик приходится на 1965 и с тех пор оно уменьшалось. В 1929 г. около 40% электроэнергии Советского Союза производилось на торфе, использование торфа упало до 1% к 1980 г. В настоящее время доля России в мировой добыче торфа составляет 17%, 20% процентов (1.5 млн тонн) добываемых объемов идет на нужды электроэнергетики. Шатурская электростанция в Московской области и Кировская

электростанция в Кировской области являются крупнейшими в мире электростанциями, работающими на торфе.

Солнечная

Солнечная энергия виртуально не существует в России, несмотря на огромный потенциал, имеющийся в стране. Первая солнечная электростанция введена в строй в Белгородской области в ноябре 2010 г. Теоретически, Россия обладает потенциалом солнечной энергии, равным 2,213 TWh/час, из которых регионами с наибольшим солнечным излучением считаются Северный Кавказ, регионы Черного и Каспийского морей, юг Сибири и Дальний Восток. экономически реальными считаются 101 TWh. Этот потенциал широко не используется, хотя возможности применения неподключенных к сети объектов солнечной или гибридной генерации в отдалённых районах огромны. Южные регионы России, особенно Северный Кавказ, имеют огромный потенциал солнечной генерации. Было объявлено о строительстве новой солнечной электростанции на Чёрном море, введение которой в эксплуатацию запланировано в 2012 г. Установленная мощность этой станции составит 12.3 MW. Компаниями «Солар Винд LLC» и Руснано ведётся строительство завода по производству двухсторонних солнечных панелей, которые смогут получать солнечную энергию на обеих сторонах. Окончание строительства ожидается в 2011 году и установленная мощность составит 30 MW. К 2020 г. Россия планирует вырабатывать 150 MW солнечной энергии.

Ветрогенерация

Россия имеет высококачественные ресурсы ветрогенерации на Тихоокеанском и Арктическом побережьях, в обширной степи и горных районах. Большие системы ветрогенерации возможны в Сибири и Дальнем Востоке (запад острова Сахалин, юг Камчатки, Чукотка, Пенинсула, Владивосток), степи Поволжья и горы и Пенинсула, где существуют энергоинфраструктура и промышленные потребители. Россия имеет долгую историю использования маломощных объектов ветрогенерации (мельниц), но не когда не развивала большую коммерческую ветрогенерацию. В настоящее время производство ветрогенерации находится в малозаселённых сельскохозяйственных районах, где существуют проблемы подключения к основной сети

К концу 2006, общая установленная мощность ветрогенерации составляла 15 MW. Основные ветрогенераторы: Калмыкская (2 MW), Заполярная (1.5 MW), Куликовская (5.1 MW), Тюпкिल्ди (2.2 MW) и Мысе Обсервации (2.5 MW). Техничко-экономическое обоснование было составлено для Калининградской (50 MW) и Ленинградской (75 MW) ветроэлектростанций. Объекты ветрогенерации находятся в Калмыкии и Краснодарском (100 MW)

Согласно расчётам Россия обладает общим потенциалом ветряной энергетики в размере 80,000 TWh/yr, 6,218 TWh/год из которых экономически реальны. Большая часть ресурсов находится в южных степях и на морских побережьях России, хотя плотность населения в этих местах иногда менее 1 человека на квадратный километр. Такая низкая плотность населения означает отсутствие необходимой для развития данных источников энергии инфраструктуры. В 2006 г. общая установленная мощность ветрогенерации составляла 15 MW. В настоящее время комбинированная мощность объектов ветрогенерации более 1700 MW. По прогнозам Российской ассоциации по ветряной энергетике, если поставленная цель получения 4.5% возобновляемой энергии в общем объёме производимой энергии будет достигнута к 2020 году, то общий объём ветрогенерации составит 7GW. В 2010 году было принято решение о строительстве ветряной гидроэлектростанции в г. Ейске на Азовском море. Ожидаемая начальная мощность - 50 MW, которая через год эксплуатации составит 100 MW. После визита в Россию в июле 2010 г. канцлера Анжелы Меркель, германская компания «Сименс» объявила о планах строительства ветряных гидроэлектростанций в России. К 2015 году компания надеется ввести в России 1250 MW ветрогенерирующих мощностей.

Геотермальная

Геотермальные ресурсы занимают второе место среди возобновляемых источников, используемых в России, при этом составляют менее, чем 1% общей энергогенерации. Их используют для отопления и производства электроэнергии в некоторых регионах Северного Кавказа и Дальнего Востока, и являются наиболее развитыми возобновляемыми источниками в России. Половина производства геотермальной энергии используется для отопления домов и промышленных зданий, одна треть – для теплиц и 13% для промышленных процессов. Геотермальные ресурсы были обнаружены на Северном Кавказе, Западной Сибири, озере Байкал и на Камчатке и Курильских островах. В 1966 г. в Паужетке была введена в строй геотермальная электростанция однократного испарения 4 MWe (в настоящее время 11 MWe), затем геотермальная электростанция 12 MWe в Верхне Мутновске, и Мутновская

геотермальная электростанция 50 MWe. At the end of 2005 installed capacity for direct use amounted to more than 307 MW.

Приливная энергетика

У России большой ресурс для развития приливной энергетики, хотя в настоящий момент она практически не развивается. В проливе Кола и Охотском море приливные электростанции могут производить 100 GW и национальный потенциал приливной энергетики конкурентно способен в общем производстве электроэнергии. В настоящее время работающая Приливная электростанция Красная Губа рядом с Мурманском является самым большим объектом приливной энергетики в России и по установленной мощности (1.7 MW) занимает четвертое место в мире. Планируется строительство приливной электростанции 800 MW в Баренцевом море, о чём было объявлено в 2008 г. Возможные долговременные проекты включают Пенжинскую приливную электростанцию, которая возможно станет крупнейшей в мире, с установленной мощностью до 87 GW и среднегодовым производством 200 TWh.

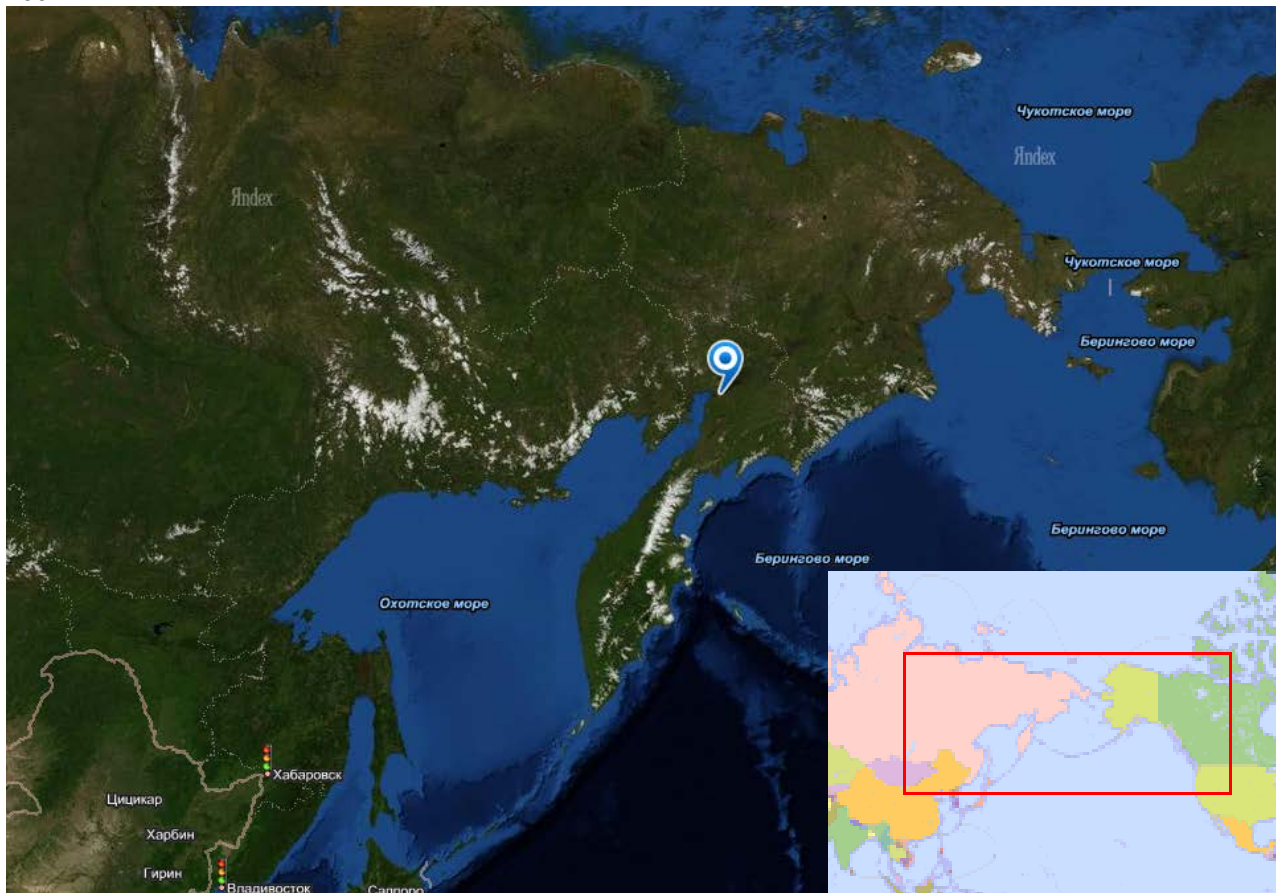


Рисунок 11.26 – Россия – Пенжинская Губа

В 2007, Гидро ОГК, филиал Единой Энергосистемы (UES) начало установку экспериментальной ортогональной турбины 1.5 MW на Кислой Губе. В случае успеха, UES планирует продолжение в заливах Межен (15000 MW) и Тугур (7980 MW).

ii. Подключение возобновляемых источников к сети электропередачи

На Рисунке 11.27 представлена система электропередачи России, на которой ясно видно, что наиболее развитой является Европейская часть страны. Наибольшая часть ветряных ресурсов расположена на Дальнем Востоке, поэтому основным препятствием для развития адекватных сетевых объектов является подключение возобновляемых источников к сети.



Рисунок 11.27 – Россия – карта системы энергоснабжения

iii. Тарифы на возобновляемые источники

В России используется система льготных тарифов, тариф на ВИЭ рассчитывается исходя из среднего тарифа на электрогенерацию оптового рынка плюс премиальный тариф, близкий к утроенному среднему тарифу на генерацию (*Greta Energy Int'l, 2009*). Таким образом, в настоящее время средний тариф на генерацию в системе равен RUB 0.8/kWh плюс премиальный тариф RUB 2.5/kWh, в результате тариф на ветрогенерацию равен RUB 3.3/kWh (или EURO 8.1 cent/kWh). Больших ветроэлектростанций в России нет.

Таблица 11.29 – Русский – тарифы на ВИЭ (до налогов)

		PREMIUM VALID		
	category	years	EURc/KWh	USDc/KWh
I.	Small hydro (<25 MW)	10	6.45	9.23
II.	Wind energy	10	12.21	17.44
III.	Geothermal energy	10	10.17	14.53
IV.	Biomass	7	12.8	7.89
V.	Tidal energy	15	5.52	20.64
VI.	Solar energy	15	47.39	67.70
VII.	Other	10	8.50	12.14

г. Турция

Основными энергоресурсами являются термальные - 65.2 %, за ними следуют гидро - 32.1 % и, наконец, остальные возобновляемые - 2.7 %. Среднегодовое потребление составляет 208 TWh, пик спроса - 33.5 GW (зарегистрированные 13 августа 2010).



і. План развития возобновляемых источников энергии

Министерство энергетики и природных ресурсов несёт ответственность за формирование политики, а Генеральный директорат администрации по исследованию энергоресурсов и развития (EIE) занимается продвижением и исследованиями в области возобновляемых источников энергии. Управление по регулированию энергорынка (EMRA) является ответственным за регулирование рынка и лицензирование.

Турция обладает значительным потенциалом возобновляемых источников энергии (гидро, ветро, геотермальной, солнечной энергии и биомассы). Возобновляемые источники энергии являются вторым по величине внутренним ресурсом для производства энергии после угля. В 2006 году производство электроэнергии с использованием возобновляемых источников составила более, чем 10.8 Mtoe или 11% (в 2007 %10.2) от общего количества первичных энергоресурсов. В общем объеме возобновляемых источников энергии в Турции преобладает доля гидроэлектроэнергии и биомассы. Более трети возобновляемой энергии приходится на долю биомассы. Они в основном используются в жилищном секторе для отопления. Оставшаяся треть – в основном – гидроэнергетика. Вклад ветро- и солнечной генераций ограничен, но ожидается быстрое увеличение. Большой потенциал геотермальной, ветряной и солнечной энергии не развивался систематически до недавнего времени. В 2007 году их совокупная доля в TPES составляла только 1.5%

Малая гидрогенерация

Экономически используемый гидропотенциал Турции составляет 130,000 GWh в год (примерно около 180,000 GWh, включая малые ГЭС), 35% которых используются. 9% потенциальных мощностей в настоящий момент находятся на стадии строительства и остальные (56%) – на стадии проекта. Установленная мощность электростанций Турции к концу 2007 г. составит 13,393 MW. Планируется, что мощность гидрогенерации в Турции достигнет величины 35,000 MW к концу 2020 года. Неиспользованный потенциал малой гидрогенерации и строительство объектов малой гидрогенерации могут стать одной из самых привлекательных сфер вложений для частных инвесторов в Турции. Около 4,000 MW мощности частных малых гидроэлектростанций на трубопроводе, в основном сконцентрированы в Черноморском регионе.

Биомасса

Более двух третей возобновляемых источников энергии приходится на биомассу, в основном на древесину и отходы животноводства, являющуюся исключительно некоммерческим видом топлива. Потенциал биомассы равен 8.6 млн. ТОНЕ и потенциал в размере 6 млн. не используется. Потенциал производства биогаза равен примерно 2 млн тонн нефтяного эквивалента. Мощность производимого биодизеля - 1.5 Mt и производство биоэтанола составляет около 3 Mt в год. В 2015 году производство биотоплива должно составить: 1.250.000 тонн биодизеля; 735.000 тонн биоэтанола

Солнечная

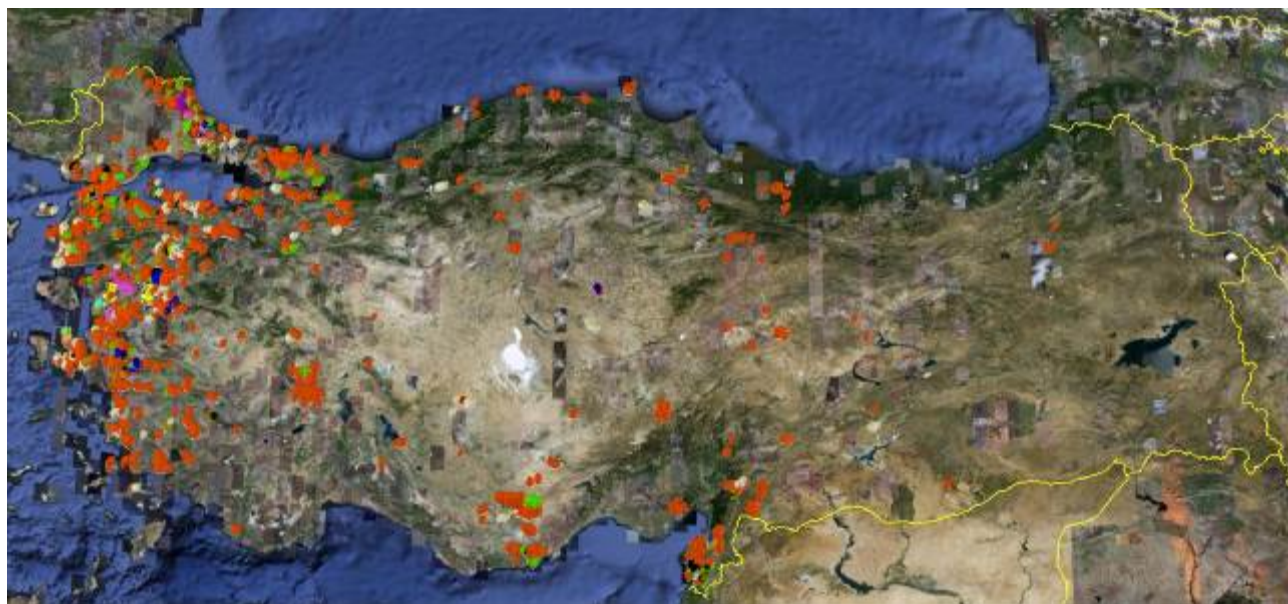
Турция занимает довольно выгодное географическое положение. По оценке потенциала солнечной энергии, сделанной EIE и основанной на измерениях Государственной метеорологической службы в течение 1966-1982 гг., общая продолжительность солнечного излучения составляет 2640 часов (7.2

мощностью 5000 MW могут быть построены в местах со среднегодовой скоростью ветра выше, чем 8,5 m/s. А с мощностью 48000 MW могут быть построены в местах со среднегодовой скоростью выше, чем 7,0 m/s.

По сравнению с другими мировыми системами, ветрогенерация представляет основной вид возобновляемых энергоресурсов в Турции. Первая ВЭС была введена в строй в 1998 г. В настоящее время ситуация выглядит следующим образом:

- Мощностью ВЭС, находящихся в эксплуатации : 1626 MW (39 ВЭС)
- Получающих лицензию: 3483 MW
- Заявленных (Число: 1 ноября 2007г.) 78.000 MW (722 pp's)

Исходя из возможностей системы подключаемая мощность ветрогенерации составляет 8474 MW, эта мощность предложена для заключения контрактов. Общая мощность ветрогенерации подключаемой к системе до 2013 года составляет 12000 MW. В плане развития предполагается увеличение общей величины мощности ветрогенерации до 20.000 MW к 2023 году.

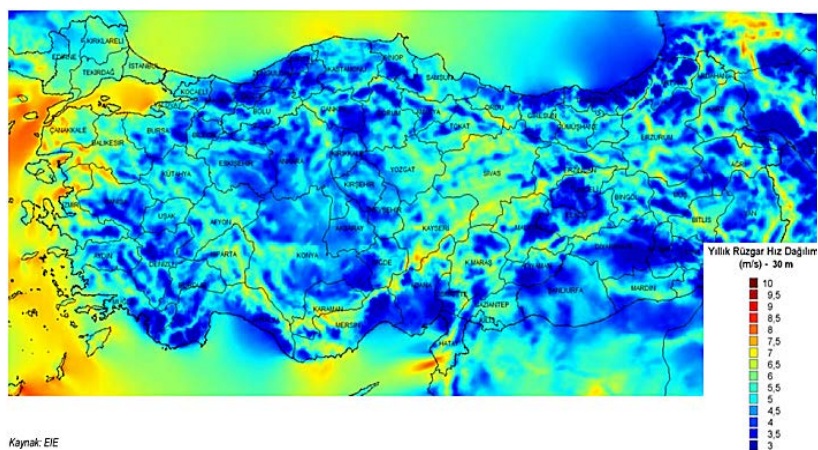


Ветряные электростанции



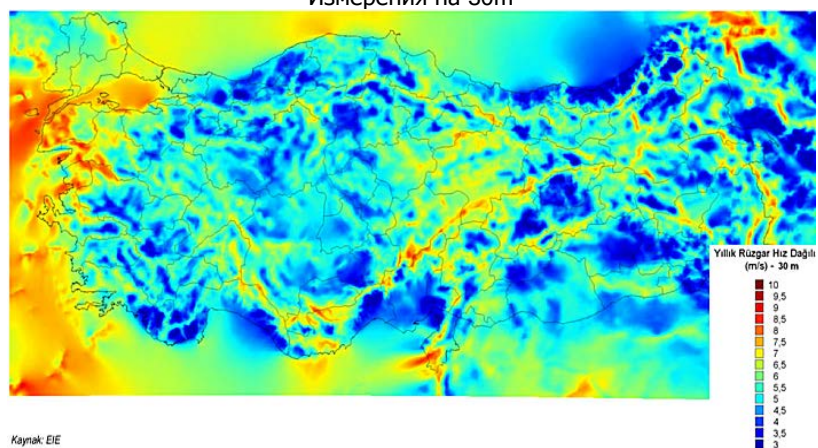
Маленькие и большие ГЭС

Рисунок 11.28 – Турция – Карта ВИЭ (applications)



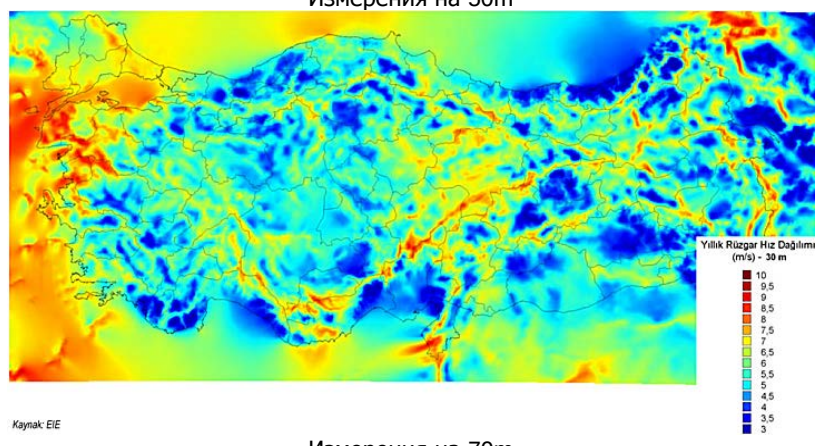
Kaynak: EİE

Измерения на 30m



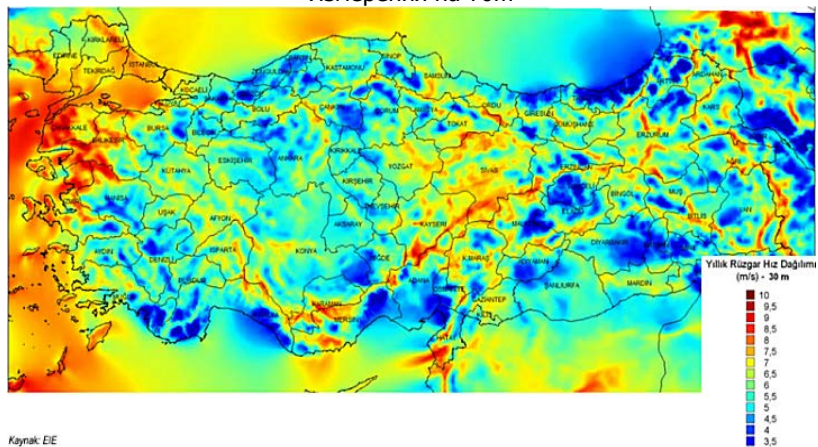
Kaynak: EİE

Измерения на 50m



Kaynak: EİE

Измерения на 70m



Kaynak: EİE

Измерения на 100m

Рисунок II.29 – Турция – Ветропотенциал

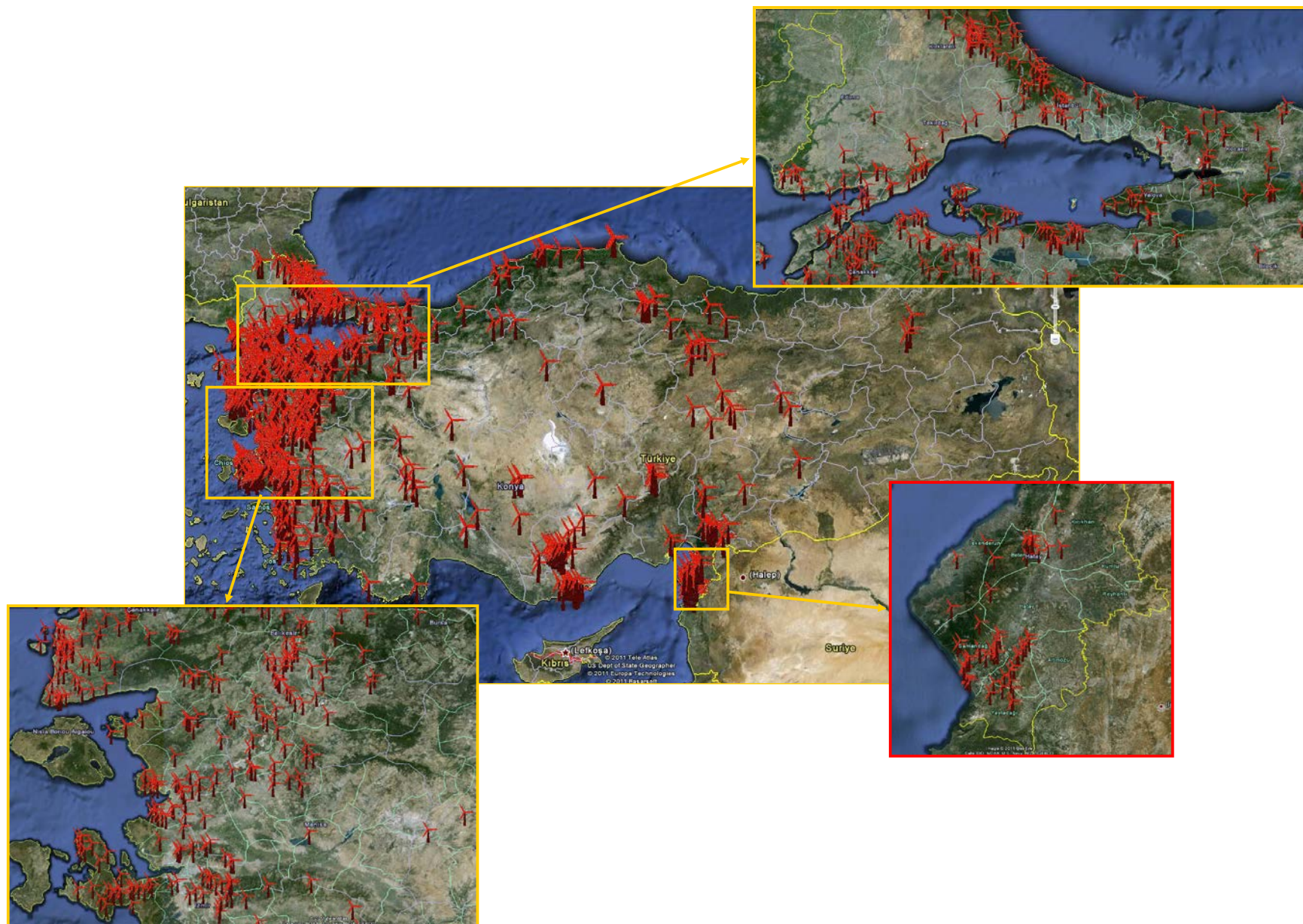
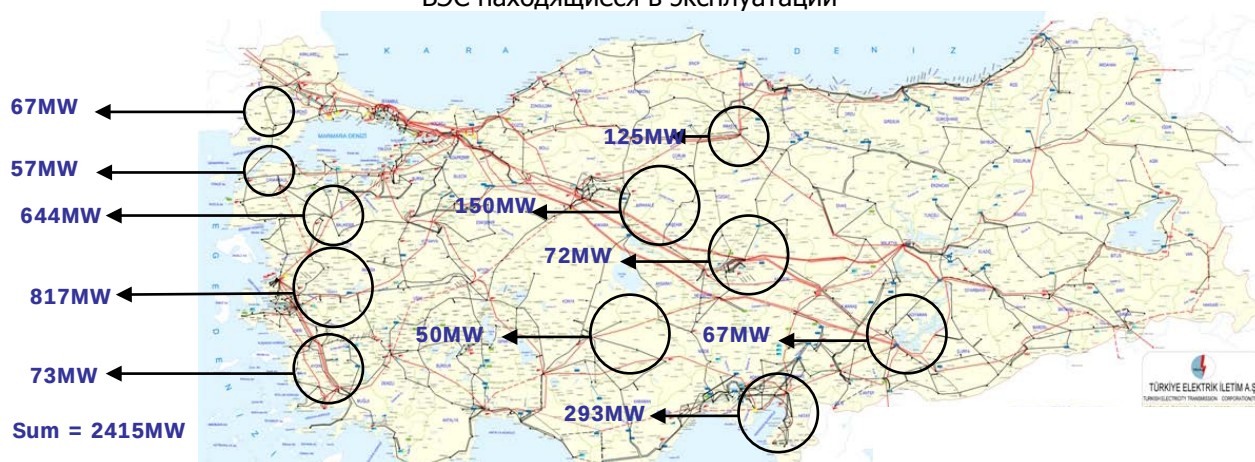


Рисунок 11.30 –Турция – Планируемое размещения ветрогенерации



ВЭС находящиеся в эксплуатации



Строящиеся и находящиеся на стадии заключения контракта



Дополнительные мощности, разрешенные TEİAŞ 2013 г.

Рисунок II.31 – Турция – Развитие ВЭС

Заявленные 71 имеют мощность 2246 MW – одни из выбранных подстанций, проходят процесс получения лицензии. Для множества заявленных объектов процесс подписания контрактов завершился в сентябре 2011 г. и ВЭС с общей мощностью 5500 MW в настоящее время имеют право на подключение к Турецкой энергосети.

- Количество подстанций 87
- Приглашённые компании 596
- Победившие компании 147

Договорной Кодекс был подготовлен TEİAŞ, в него включены требования к составлению заявок. Согласно этому кодексу владелец ветрогенерации для получения права использования открытой мощности обязан платить TEİAŞ в течении 20 лет с момента подключения сети сумму эквивалентную сумме расчётов за kWh для ветряной электростанции.

За лицензией обращаются в EMRA (Турецкое агентство регулирования), и следующие агентства участвуют в процессе выдачи лицензии:

- Системный оператор передающей сети - TSO (TEİAŞ)
- Системные операторы распределённой сети - DSOs
- Генеральное управление EİE (ветро и солнечная)
- Генеральное управление DSI (гидро)

Таблица 11.30 – Турция – Обзор развития ВИЭ (Состояние на июль 2011)

	New Application	Under Assesment	Approved	Licensed	Total
<i>Geothermal</i>	99,9	25	30	201,95	356,85
<i>Wind</i>	326,2	22.081,58	2.806	5.001,3	30.215,8
<i>Hydro</i>	3.223,14	2.291,45	2.833,37	17.899,81	26.247,76
<i>Others</i>	27,68	3,15	9,66	91,68	132,18

ii. Подключение передающих источников к передающей сети

Турецкая электропередающая сеть состоит из линий 400, 220, 150, 66 kV. В Таблица 2 приведены данные о полной протяженности линий электропередачи по уровню напряжения. Сеть системы 400 kV показана на Рисунке 11.36.

Надёжность и качество Турецкой энергосистемы соответствует Европейским стандартам. Гидропотенциал и лигнин являются важнейшими энергоресурсам для страны. Наибольшая нагрузка сконцентрирована в районах Стамбула, Измира и Анкары. Большинство гидроресурсов и запасов лигнина находятся в Западной Турции, поэтому электроэнергия передается через всю страну по линиям 400 kV

Таблица 11.31 – Турция – обзор сети

lines		transformers		
Voltage level	Length of the overhead lines and cables	Voltage level	Installed capacities	
(kV)	(km)	(kV / kV)	numb	(MVA)
400	14622.9	400/x	184	35020
220	84.5	220/x	1	300
150	31932	154/x	1034	58015
66	508.5	66/x	54	637
400 cables	170.9			
150 cables	22.3			
total	47148		1272	93672

Месторасположение генерации и большие расстояния являются вызовом передающей сети во время операций с максимальными объёмом гидрогенерации, в случае когда энергопродукция больших ГЭС на западе должна быть переправлена в северо-восточные регионы и также частично в юго-западные регионы, где потребление электроэнергии выше. Следовательно, планируемые линии соединения восточных и западных регионов страны должны обладать достаточной несущей мощностью и резервом стабильности.

Порядок подачи заявки на ветрогенерацию Организация процесса управления:

- Разрешаемый объём мощности ветрогенерации для подключения публикуется TEİAŞ
- Заявки для ВЭС на эти мощности направляются в EMRA (Турецкое агентство по регулированию).
- Заявки направляются в TEİAŞ для определения возможностей подключения.
- TEİAŞ даёт своё заключение по возможностям подключения. Если заявка одна, EMRA даёт лицензию на эту заявку.
- В случае множества заявок, контрактный процесс, устанавливаемый TEİAŞ определяет владельца мощности.

- После получения лицензии, инвестор подписывает договор на подключение с TEIAS.
- После получения разрешения MENR на реализации проекта, с TEIAS подписывается Соглашение по использованию сети.

Турецкая электропередающая корпорация несёт ответственность за проведения исследований по интеграции ВЭС и определяет допустимую мощность подключения к сети.

Согласно результатам анализа потокораспределения нагрузки, аварийных ситуаций и расчётов короткого замыкания, величина допустимой мощности подключения ветрогенерации для каждой подстанции и каждого региона утверждается TEIAS

Мощность небольших ветрогенераторов, сконцентрированных в одном регионе собирается одной подстанцией (например: Регион Чесме *Рисунок 11.37*)

В настоящий момент существует сетевой кодекс, в котором определены требования подключения объектов ветрогенерации, но они будут пересматриваться в ближайшее время согласно будущим изменениям энергосистемы.

Помимо исследований потокораспределения нагрузки, профиля напряжения, короткого замыкания и аварийных ситуаций; мощность короткого замыкания на подстанции, к которой подсоединена ВЭС, составляющая 5% будет считаться ограничивающим критерием в целях обеспечения безопасности системы.

Продолжаются подробные динамической исследования для определения подключаемых

Технические требования к ветрогенераторам приведены на следующих рисунка:

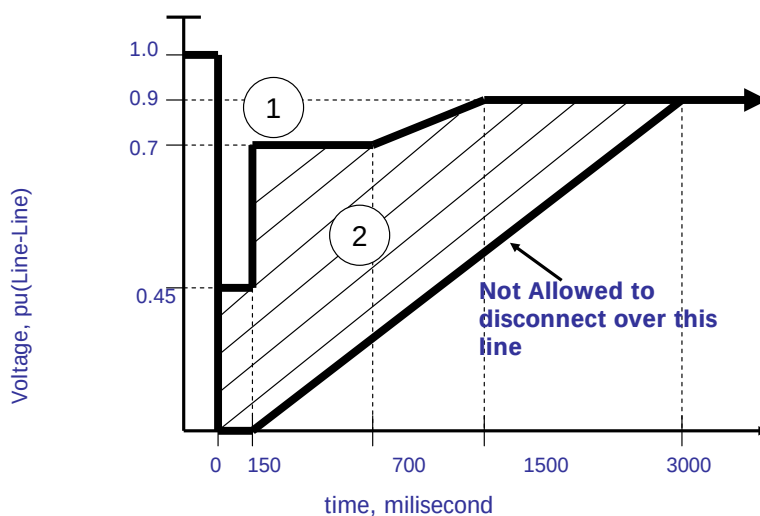


Рисунок 11.32 – Турция – FRT Fault ride through Capability

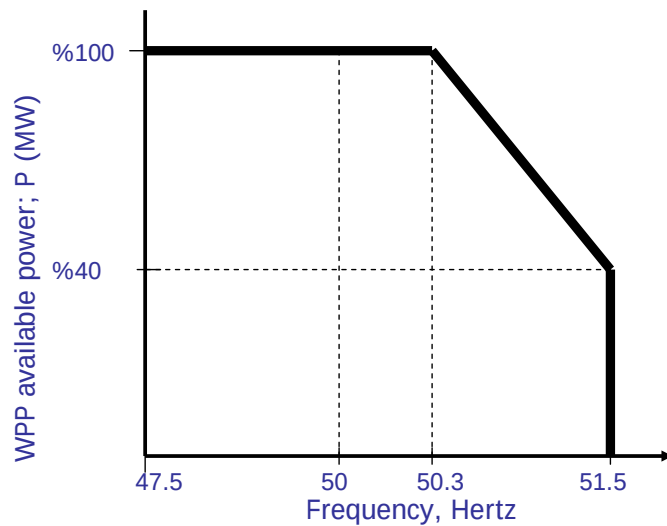


Рисунок 11.33 – Турция – P-F Power-Frequency Characteristic

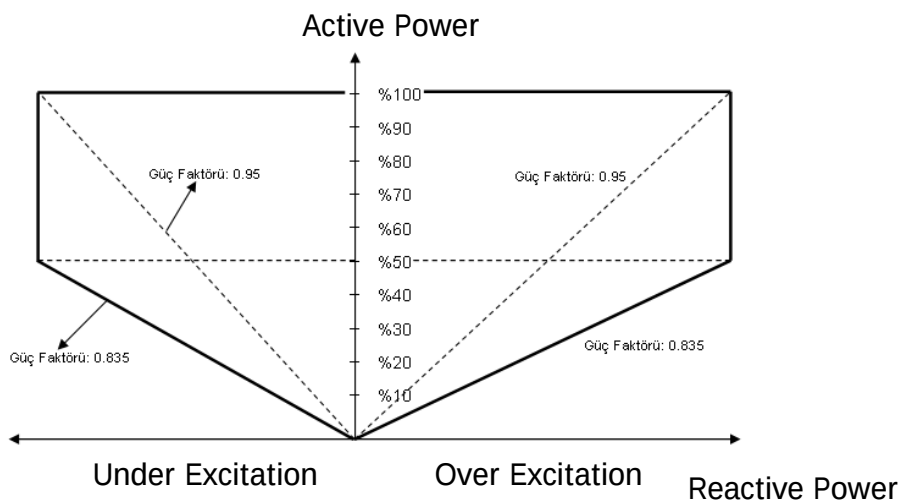


Рисунок 11.34 – Турция – Q-V Кривая мощности; Необходимая внутрирегиональная мощность

Условия подключения определяются соответствующими DSO и TSO (TEİAŞ). TEİAŞ завершает работу над условиями и эти условия утверждаются EMRA до лицензирования. Эти органы предоставляют приоритетное право на подключение объектам возобновляемой генерации

Кроме того;

- Для объектов гидрогенерации проводится тендер по использованию водных ресурсов и устанавливаются ряд правил на право водопользования для заявителя до подачи заявки в EMRA на получение лицензии.
- Техническую оценку ветряной и солнечной генерации проводит EİE. Для заявок на объекты переключения (зона электростанции и точка подключения) тендер проводится TEİAŞ.
- Для геотермальных ресурсов право пользования утверждается местной администрацией.
- Для всех проектов оценку влияния на окружающую среду проводит Министерство охраны окружающей среды и городского планирования

Механизмы, упомянутые выше вызваны обеспечить максимальной использование ВИЭ для сохранения окружающей среды.

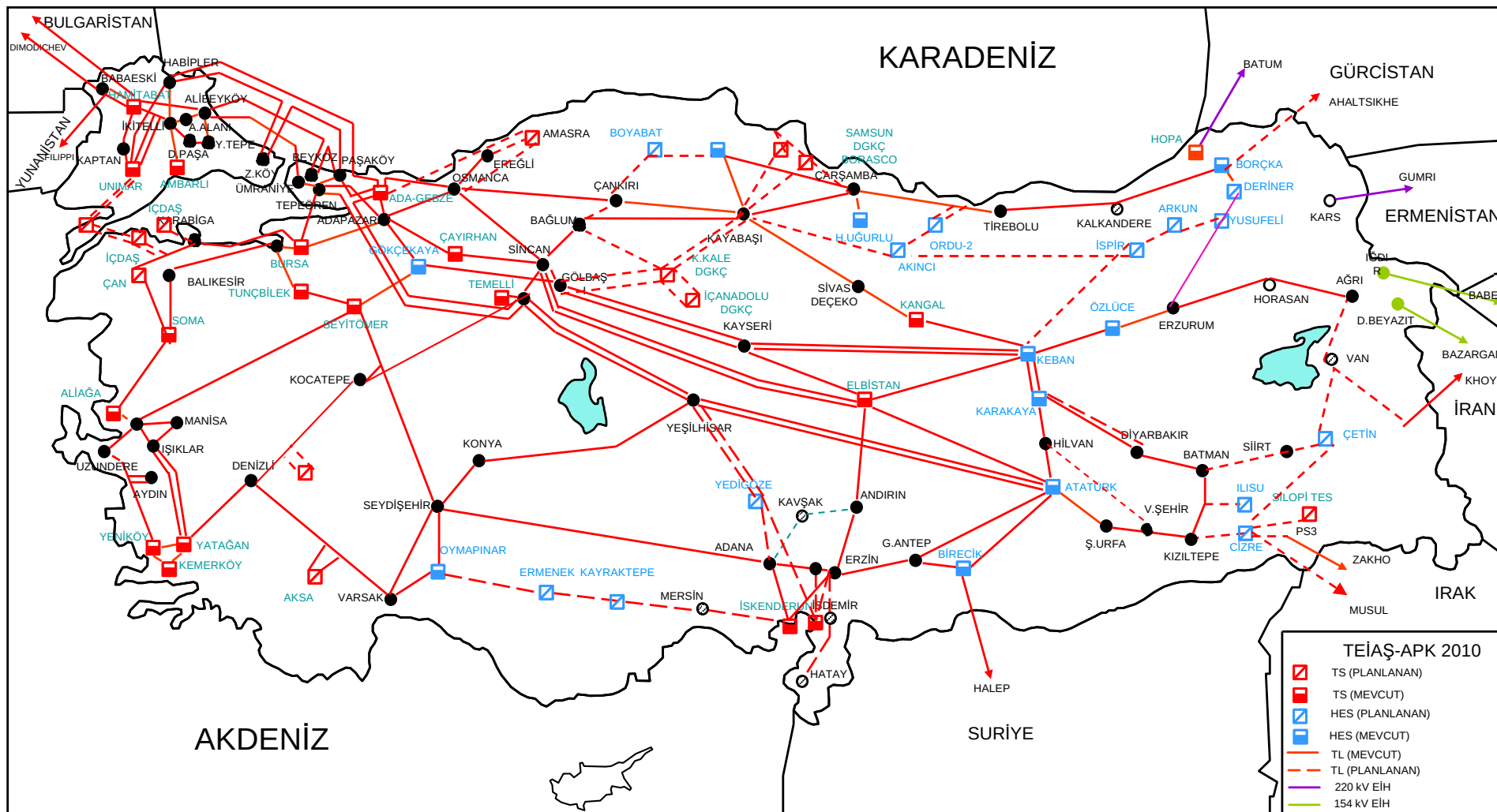


Рисунок 11.35 – Турция – карта сети

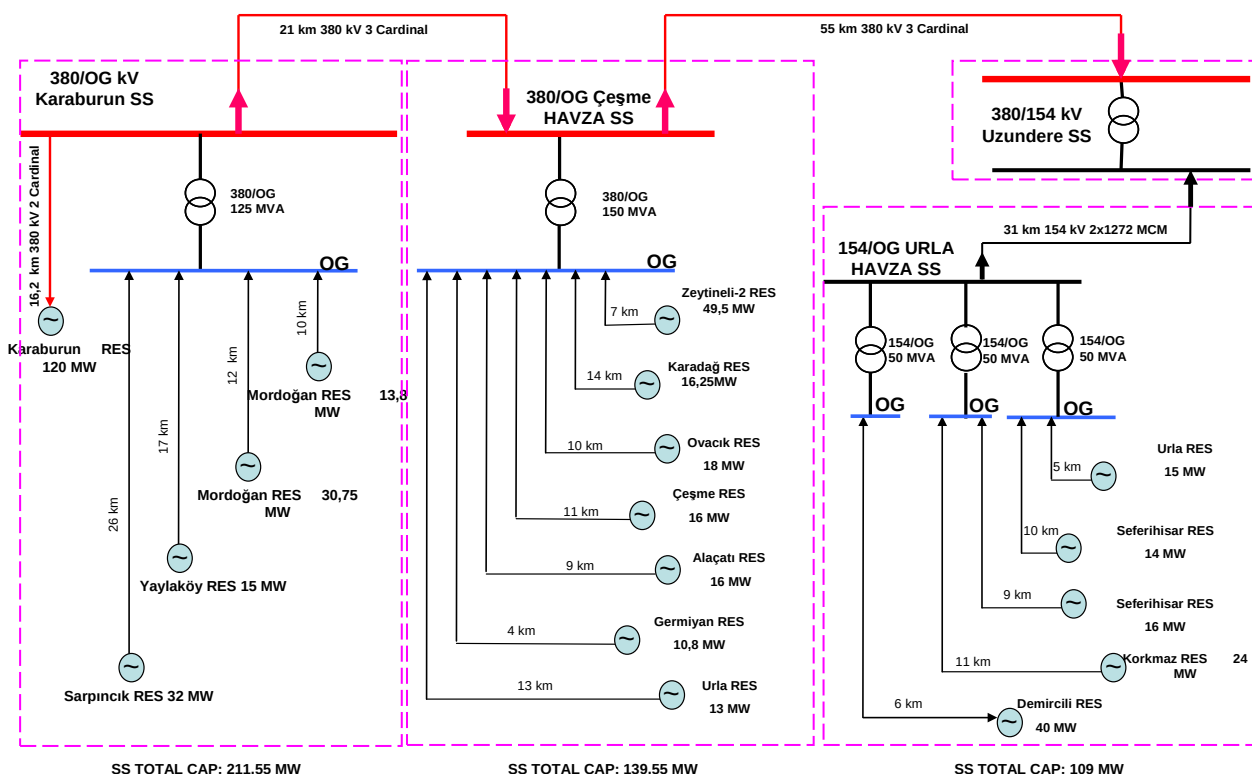


Рисунок 11.36 – Турция – ПРОЕКТЫ ВЕТРОГЕНЕРАЦИИ В ЧЕСМЕНСКОМ РАЙОНЕ: 460 MW

Принцип распределения затрат за подключение между СО и инвестором заключается в следующем. Если за подключение платит инвестор, то СО выплачивает ему из инвестиционного бюджета в течении 10 лет после подключения. В противном случае СО необходимо заранее внести расходы на подключение в годовой план по инвестициям (который утверждает Госпланом). Данная процедура утверждения занимает около 3-4 лет (плюс период строительства).

iii. Тарифы на возобновляемые источники энергии

Парламентом Турции был принят новый закон по регулированию рынка возобновляемых источников энергии 29 декабря 2010 г.

Таблица 11.32 – Турция – тарифы на ВИЭ (до налогов)

category		EURc /KWh		USDc /KWh	
		Base	Incentive	Base	incentive
I	Small hydro	5.1	1.6	7.3	2.3
II	Wind	5.1	2.6	7.3	3.7
III	Geothermal	7.35	-	10.5	-
IV	Solar	9.3	4.7	13.3	6.7
V	Biomass (incl. LFG)	9.3	-	13.3	-

Эти тарифы действительны для электростанций, вступивших в строй между 18 мая 2005 г. и 31 декабря 2015 г. и будут применяться в течении 10 лет. После 31 декабря 2015 г. правительством будут утверждены новые тарифы, величина которых не должна превышать предыдущие.

Механизмы, стимулирующие развитие возобновляемых источников

- 90% скидка на системный тариф и 99% скидка на лицензионные сборы
- Дополнительные стимулы на использование оборудования отечественного производства.
- Технические привилегии (дополнительные услуги & регулирование рынка)
- Приоритетность в подключении к сети
- Льготы на землепользования

Дополнительные стимулы для электростанций использующих оборудование отечественного производства рассчитываются на основе базовых и могут использоваться не в полном объёме. Таким образом Турция добивается двух целей: развития возобновляемых источников энергии и местного

производства. Каждый год наблюдается рост объема мощности возобновляемой энергии, интегрируемой в систему, но большинство электростанций оснащено импортным оборудованием. Таким образом, для развития отечественной индустрии возобновляемых источников, в новом законе 6094 предусмотрены механизмы дополнительного стимулирования использования электростанциями оборудования отечественного производства. Это является непростым решением. Тем не менее, первые полученные комментарии отечественных и иностранных инвесторов звучат многообещающе.

iv. Анализ результатов, балансировка и контроль возобновляемых источников

Было предпринято много шагов в целях поощрения развития возобновляемых источников и полученные результаты можно считать вполне удовлетворительными. С другой стороны, можно выделить две главные проблемы интеграции объектов возобновляемой энергии в сеть.

Интеграция нестационарных источников, включающая подключение большого объема возобновляемой энергии, может явиться причиной возникновения у системного оператора проблемы регулирования вследствие нестационарного режима их работы. Объем мощности нестационарных ресурсов интегрируемых в систему должен быть ограничен в соответствии с проектной мощностью системы. Таким образом, хотя реальный потенциал гораздо выше, объем мощности (ветряной и солнечной) для лицензирования ограничен. Кроме того, введение в эксплуатацию новых электростанций потребует от системного оператора дополнительных усилий для поддержания системного баланса.

Таблица II.33 – Турция – электростанции, участвующие в балансировке системы

Plant Identification	BSTP Code	Type	Existing / Planned	Installed Capacity (MW)	Available Balancing Capacity (MW)	Service Price
Ataturk	60885	Hydro	Existing	8x300	400	Market Dependent
Karakaya	60894	Hydro	Existing	6x300	300	Market Dependent
Altinkaya	60690	Hydro	Existing	4x175	160	Market Dependent
H. Ugurlu	60693	Hydro	Existing	4x125	60	Market Dependent
Adapazari	60155	CCGT	Existing	770	30	Market Dependent
Gebze A	60177	CCGT	Existing	760	30	Market Dependent
Gebze B	60177	CCGT	Existing	760	30	Market Dependent
Ankara	60516	CCGT	Existing	770	35	Market Dependent
Izmir A	60324	CCGT	Existing	760	35	Market Dependent
Izmir B	60324	CCGT	Existing	760	35	Market Dependent

Общий 30 сек резерв (т.е., контрольный резерв) системы ENTSO-E, включая Турцию ~ 3000 MW Турция как зона управления предоставляет ~300 MW этого резерва.

- Следующие правила должны быть соблюдены:
- Почасовой интеграл ACE не должен превышать ± 60 MWh
- Количество случаев ACE $> \pm 175$ MW (измеряется 2 сек, оценивается 4 сек) за час не должно превышать 10% случаев работы в нормальном режиме в целях предотвращения перегрузок системы передачи электроэнергии в соседних Балканских странах.
- Сумма сужения потоков из-за колебаний не должна превышать 30 MW в нормальном режиме работы для предотвращения колебаний напряжения в объединённой системе стран ENTSO-E

v. Замечания и комментарии

Стабильность частоты Турецкой системы электропередачи электроэнергии была резко повышена с установлением взаимосвязи с ENTSO-E CESA.

Увеличение величины стандартного отклонения ACE из-за нестационарных источников генерации в краткосрочной перспективе. Проблемы баланса и устойчивости рынка из-за проблем с прогнозированием ветрогенерируемой мощности в долгосрочной перспективе. Решение заключается в:

- Эффективном управлении территориальными ресурсами (современные рыночные условия не стимулируют сокращение генерации)

- Увеличении объёма вторичного резерва под влиянием системы АРУ (короткий цикл) на полный день.

Специальная система мониторинга/контроля требований, особенно для ветрогенерации состоит из двух частей:

- СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЕТРА

Система прогнозирования ветра была разработана Турецкой метеорологической службой, которая доступна для получения прогнозов о ветре на различных высотах в течение 48 часов на расстояние 4 км. В настоящее время проходят испытания по усовершенствованию данной системы.

- СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОМ

Планируется установить специализированные системы управления ветрогенерацией, которые в настоящее время проходят процесс согласования с консультационной компанией. (Рисунок 11.38).

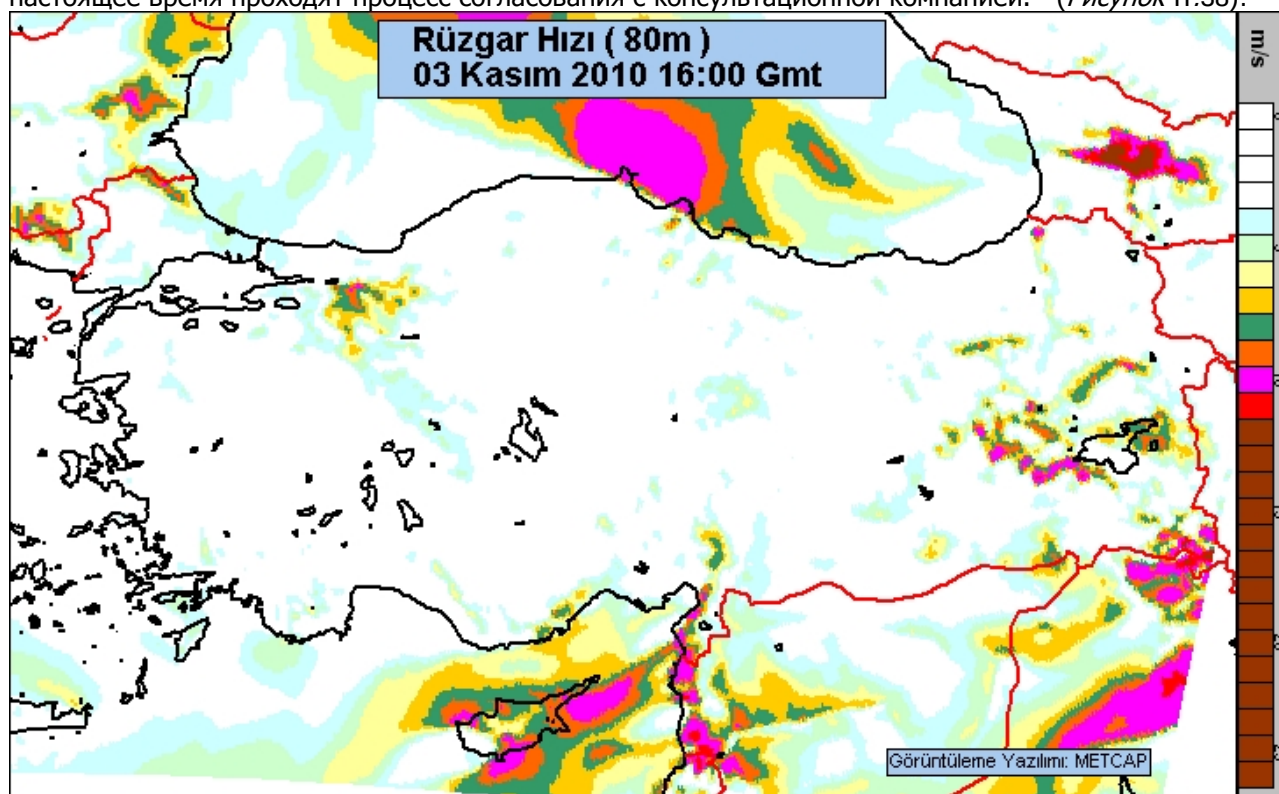


Рисунок 11.37 – Турция – СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРА



h. Украина

Доля возобновляемых источников в общем объеме производства электроэнергии в Украине в 2008 г. составила 2.8%. Украинское правительство, осознавая перспективы возобновляемой энергетики, инициировало запуск различных программ по развитию стратегий и конкретных проектов.

В настоящее время большую часть возобновляемой энергетики Украины составляют большие гидроэлектростанции и тепловые бойлерные и печи, работающие на сжигании биомассы. Работают также геотермальные системы обогрева и несколько ветряных электростанций. Украина обладает научно-технической и промышленной базами для развития ВИЭ технологий, но качество и надежность украинских технологий должны быть значительно улучшены. Использование некоторых видов ВИЭ в настоящее время в Украине экономически обосновано. Например, бойлерные, работающие на сжигании биомассы, часто более выгодны, чем бойлерные на сжигании газа, в регионах с доступными ресурсами биомассы. Технологии других типов возобновляемой энергии находятся в настоящее время на стадии разработки и демонстрационных проектов, и их доля в энергопоставках невелика.

i. План развития возобновляемых источников

По оценкам "Энергетической стратегии Украины на период до 2030 г.", принятой в марте 2006 г. ежегодный технический потенциал возобновляемых источников энергии, отходов и нетрадиционных источников составляет около 79 mill tce. При этом прогноз потребления ВИЭ на 2030 г. - 18.3 mill tce (6% от общего потребления энергоресурсов). Наибольший рост ожидается в использовании солнечной энергии, метана из угольных шахт и тепловых насосов, работающих на низкопотенциальном тепле. Стратегия предусматривает рост производства возобновляемой энергии до 1.6 млн. kWh в 2020 г. и 2.1 млн. kWh в 2030 г. Основным объемом возобновляемой энергии составят ветрогенерация, малая гидрогенерация и биомасса. В стратегии до 2030 г. специальных целей для развития возобновляемых источников энергии не ставится.

В настоящее время только 0.8% энергии в Украине производится из возобновляемых источников. Согласно стратегии до 2030 г. предполагается увеличение до 18.3% в 2030 (страны ЕС подписали соглашение на увеличение производства электроэнергии на 20% к 2020 г.)

Малая гидрогенерация

Гидроэнергетика – наиболее развитый тип возобновляемых источников энергии в Украине сегодня. Большие ГЭС являются хорошо налаженной технологией и в настоящее время гидроэлектроэнергия является самой дешевой на оптовом рынке. 4700 MW вырабатываемой в стране гидроэлектроэнергии в основном приходится на большие ГЭС. Восемь электростанций на Днестре имеют общую мощность 3907 MW, и Днестровская станция на Днестре – даёт дополнительные 700 MW. Вместе они производят 11-13 TWh/в год.

Согласно украинскому законодательству, к объектам малой гидрогенерации относятся электростанции с установленной мощностью менее 10 MW. В Украине находятся 70 малых гидроэлектростанций, 50 из которых находятся в эксплуатации и производят 0.25 TWh/в год. Дополнительно 100 малых гидроэлектростанций не работают, но могут быть восстановлены. В Украине также запланированы 5 гидроэлектростанций с установленной мощностью 8143 MW (EBRD 2005). Согласно проектам Украинских экологических организаций объем гидроэлектроэнергии может достичь 15.1 TWh/в год к 2030 (включая 3.7 TWh/в год малых гидрогенераторов) и до 25 TWh/в год в 2050 г.

Биомасса

Украина имеет достаточно высокий потенциал биомассы для производства электроэнергии. Основными являются сельскохозяйственные отходы и энергетические культуры. Из сельскохозяйственных отходов значительный экономический потенциал приходится на отходы подсолнечника (стебли, шелуху, головки), и отходы переработки кукурузы на зерно (стебли, листья, початки); солома зерновых культур и солома рапса занимают соответственно третье и четвертое места.

Экономический потенциал энергетических культур даже выше, чем у сельскохозяйственных отходов. Это касается не только биомассы из культур, но в случаях рапса и кукурузы, переработанных в биодизельное топливо (плюс солома) и биогаз. В настоящее время уровень общего потребления

первичных энергоресурсов (ТРЕС) в Украине (210.7 mtce в 2007 г.), экономический потенциал биомассы может удовлетворить 13% Украинского энергоспроса.

Солнечная

В Украине в 2002 г., согласно экспертной оценке, было установлено около 1,000 коллекторов (10,000 m²). Украина имеет потенциал для развития солнечного отопления, особенно в южной части Украины, где интенсивность солнечного излучения достигает 1450 kWh/m²/в год (средний показатель по стране - 1,200 kWh/m²/в год). Отопление солнечной энергией может быть привлекательным в районах с низкой плотностью населения, где централизованное теплоснабжение является экономически неоправданным. Согласно проектам Украинских экологических организаций объём тепловой энергии поставляемой солнечными коллекторами может составить 23 TWh/в год в 2050 г. Фотоэлектрические (PV) системы практически не используются в Украине из-за их высокой себестоимости. Основная часть, производимых в Украине фотоэлектрических панелей, идёт на экспорт. Существуют амбициозные планы по использованию в Крымском около 400MW установленной мощности, и дополнительные 200MW в материковой части Украины.

Геотермальная

Украина имеет 13 MWth установленной геотермальной мощности и существуют планы по наращиванию использования геотермальной энергии для централизованного теплоснабжения до of 250 MWth к 2010 г. Существует также потенциал для использования существующих источников на выработанных нефтяных и газовых месторождениях для работы небольших геотермальных электростанций; в Полтаве пилотный проект на 1.5 MW был введен в 2005 г. Наиболее благоприятные условия для развития геотермальной энергетики существуют в Карпатах, Крыму, в Харьковском, Полтавском, Донецком, Луганском и Черниговском районах. Министерство по охране окружающей среды оценивает запасы термальных вод 27.3 млн. м³/в сутки. Технический потенциал оценивается в 53.5-97.7 TWh/в год, но согласно оценкам экспертов, не более, чем 8 TWh/в год может быть использовано к 2030 и 14 TWh/в год в 2050 году.

Ветрогенерация

Украина имеет восемь ветряных электростанций: четыре в Крыму и одну на Азовском море, рядом с Мариуполем, Николаевом и Трускавец в Карпатах. Общая мощность этих электростанций составляет 70 MW. До 2006 развитие ветрогенерации субсидировалось отчислениями в размере 0.75% от всей продажи электроэнергии. В 2006 данная схема была отменена и фиксированная сумма (около 80 млн UAH/в год) на поддержку развития ветряной энергии стала выделяться из госбюджета. Ветер является самым дорогостоящим источником энергии на оптовом рынке. По оценкам технический потенциал ветряной энергии составляет 16,000 MW, из которых генерация может достигать which 30 TWh/в год. Энергетическая стратегия Украины от 2006 года планирует объём ветрогенерации 2 TWh/в год в 2030, что заменит потребление в размере 0.7 mtce/год.

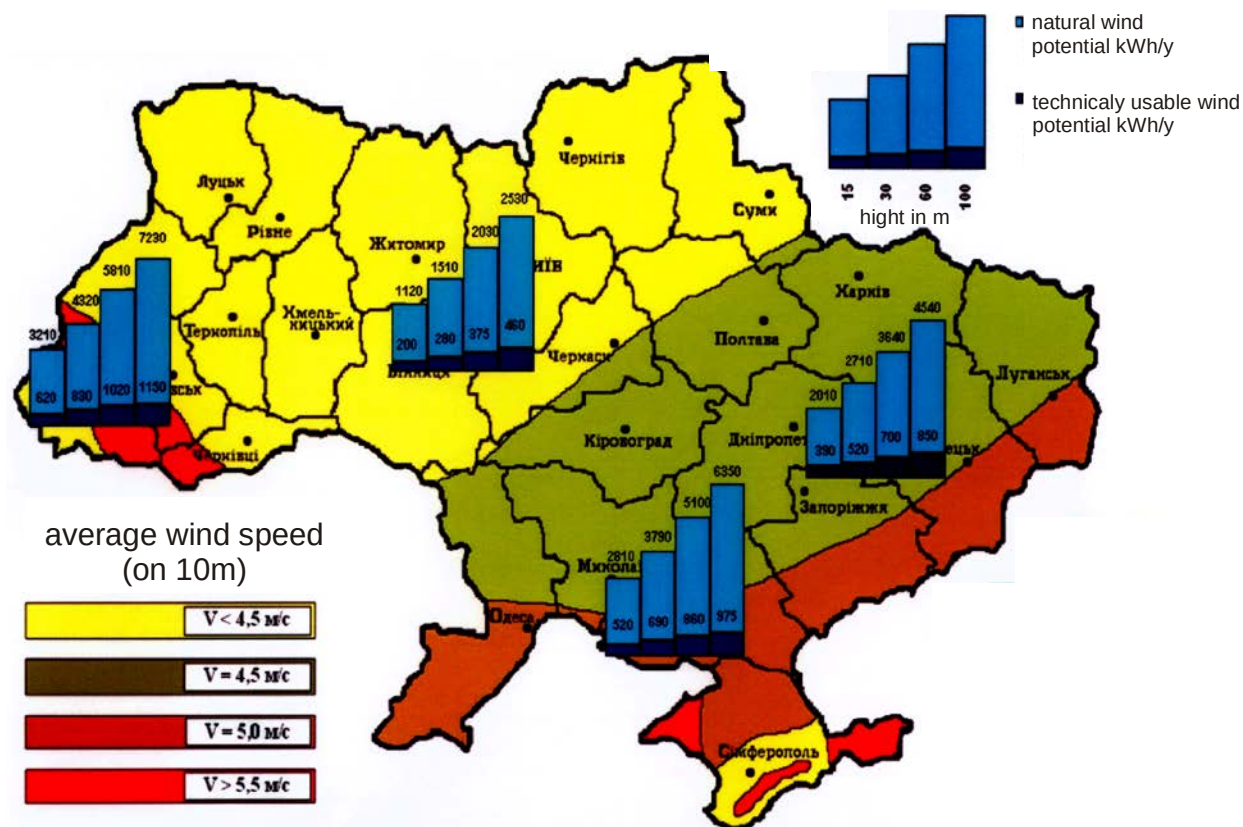


Рисунок.38 – Украина – Измерения ветра

Установленная мощность ветряных электростанций в Украине на 01.01.2010 г. составляет **83,9 MW** и за 2009 г. ВЭС Украины было произведено 42,9 млн. kWh общей мощности. Были введены в строй следующие электростанции:

- Тарханкутская ВЭС — 15,5 MW;
- Донузлавская ВЭС — 17,2 MW;
- Сакская ВЭС — 20,8 MW;
- Восточно-Крымская ВЭС — 1,6 MW;
- Пресноводненская ВЭС — 5,6 MW;
- Новоозовская ВЭС — 21,8 MW;
- Сходницкая ВЭС — 0,8 MW;
- Аджигольская ВЭС — 0,6 MW.

Ветроэлектростанции (ВЭС) Крымской сети

Тарханкутская ВЭС. Установленная мощность 70 MW. Согласно схеме распределения электроэнергии на Тарханкутской ВЭС, спроектированной институтом "Укрэнергомержпроект", Харьков, 2005 г., предусматривается строительство новой подстанции 110kV и двух воздушных линий 110kV, длиной 40km к подстанции 220kV "Донузлав". Строительство ВЭС было начато в 1996. В настоящий момент мощность ВЭС составляет 13,8 kW и 35 kV распределяется в сеть двумя воздушными линиями к подстанции 110 kV "Тарханкут". Работа ВЭС вызывает колебания напряжения в диапазоне от 30 до 40 kV подстанции 110 kV "Дорожна", что оказывает значительное влияние на качество поставляемой энергии в регионе из-за отсутствия трансформаторов с переключением ответвлений под нагрузкой.

Донузлавская ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомержпроект". Мощность 10,9 MW подается на шины подстанции 110/10 kV "Новоозерное". Дальнейшее повышение мощности электростанции до 50 MW требует внедрения схемы энергораспределения.

Судакская ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомержпроект". Мощность 6,3 MW распределяется воздушными линиями 10 kV через подстанцию 110/10 kV "Капзел".

Сакская ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомержпроект". ВЭС расположена на двух площадках: Мирновской и Воробьевской. Мощность первой составляет 16,7 MW и она подсоединена к подстанции "Донузлав" линиями

35kV. Вторая, мощностью 2,3 MW подсоединена к шинам 35 kV подстанции 25kV "Воробьевская".

Восточно-Крымская (Акташка) ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомережпроект". Мощность составляет 0,4 MW. ВЭС подсоединена к шинам 6 kV подстанции 35/6 kV "Акташка". В настоящий момент не работает. В перспективном плане предусмотрено увеличение мощности до 100 MW.

Пресноводненская ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомережпроект". Мощность составляет 5,27 MW. ВЭС подсоединена к шинам 35 kV подстанции 220 kV "NS-3". В перспективном плане предусмотрено увеличение мощности до 50 MW.

ВЭС энергосистемы Донбасса.

Новоазовская ВЭС. Схема распределения электроэнергии была спроектирована институтом "Укрэнергомережпроект". Установленная мощность – 50 MW. В настоящий момент мощность ветряной электростанции составляет 21,8 MW. Электростанция подсоединена к сети через построенную распределительную подстанцию 35 kV воздушной линией 35 kV Саханка-Новоазовска. Планируется строительство подстанции 110 kV и линии 110 kV Насосна – Новоазовская для обеспечения распределения установленной мощности. ВЭС Западной энергосистемы.

Трускаветская ВЭС. Мощность - 0,7 MW. ВЭС подсоединена через воздушную линию 10 kV к подстанции 35/10 kV "Сходница-80", которая в свою очередь соединена с шинами 35 kV подстанции 220kV "Борислав". В настоящий момент станция не работает

ВЭС южной энергосистемы.

ВЭС Аджугольская. Мощность 0,6 MW. ВЭС соединяется с подстанцией 150 kV "Очакив" через трансформатор 150/10 kV.

НЭК "Укрэнерго" выпустило технические требования для подсоединения следующих ветряных электростанций общей мощностью 1 150 MW к энергосети:

- Ветряная электростанция 100 MW "Нова-Эко-1" подсоединяется к 220 kV "НС-3" после строительства воздушной линии 220 kV – Нова-Эко-1 с подстанцией 220 kV "Нова-Эко-1";
- Ветряная электростанция 200 MW "Нова-Эко-2" подсоединяется к подстанции 330 kV "Островская" после строительства воздушной линии 330 kV Островская – Нова-Эко-2 с подстанцией 330 kV "Нова-Эко-2";
- Ветряная электростанция 250 MW Западно-Крымская подсоединяется к подстанции 220kV Донузлав и подстанции 110kV Зимино после строительства двухцепной воздушной линии 110 kV Западно-Крымская ВЭС-Зимино с подстанцией "Западно-Крымская ВЭС";
- Ветряная электростанция 200 MW "Греус" Ltd (Бахчисарайский район) будет подсоединена 110 kV VRP к подстанции 220 kV "Бахчисарай";
- Ветряная электростанция 200 MW "Корус" Ltd (Белогорский район);
- Ветряная электростанция 200 MW "Соран" Ltd (Белогорский и Советский районы).

На *Рисунке.2* показан план развития объектов ветрогенерации в Крыму общей мощностью 1300MW в основном законченные и вскоре вводятся в строй. Разработка проекта ВЭС начинается с проведения глубокого анализа территории, отведённой под ВЭС. На этой стадии устанавливается базовая величина мощности будущей электростанции. На предпроектной стадии выбирается сторона с наибольшим ветропотенциалом.

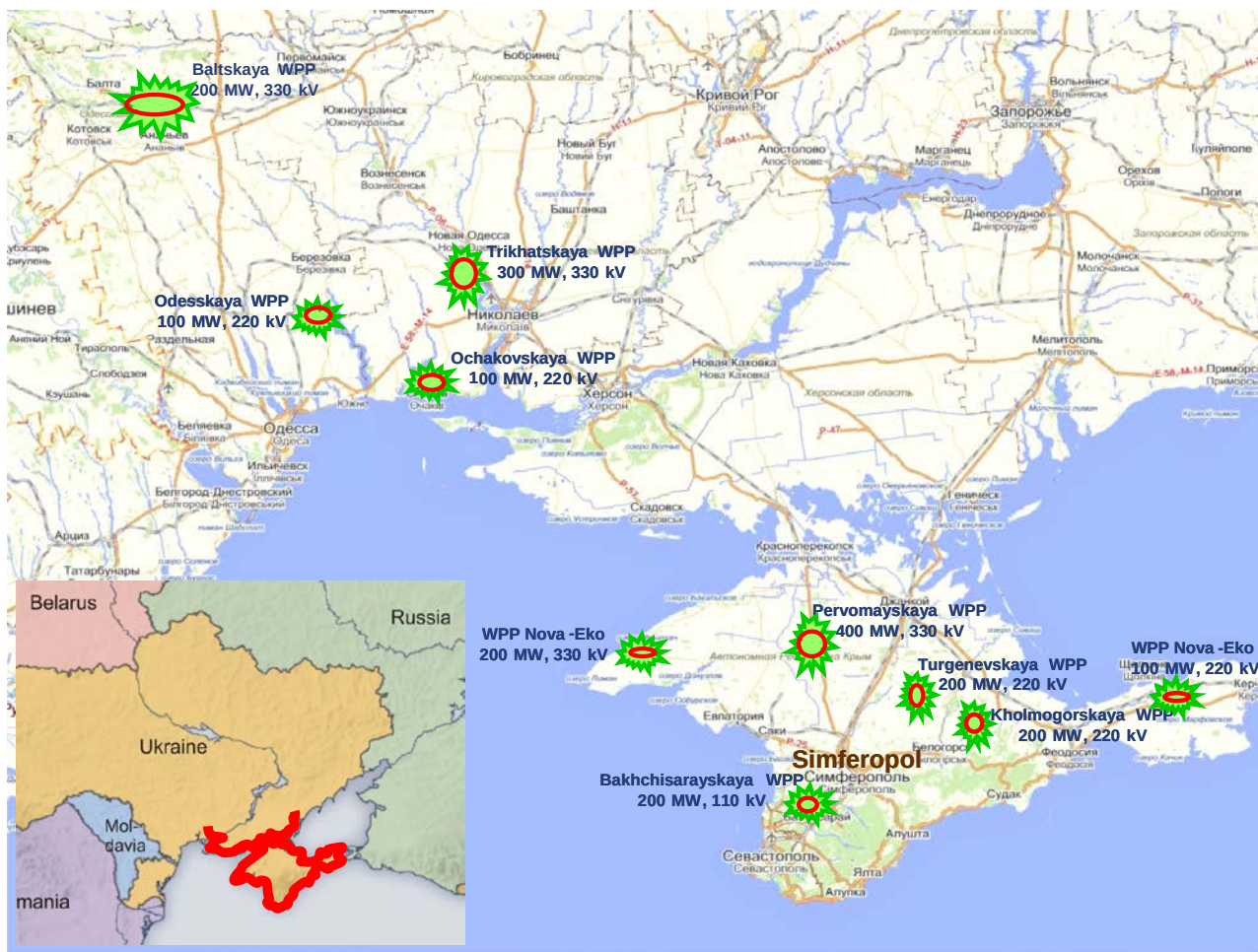


Рисунок.39 – Украина – План развития ветрогенерации в Крыму

НЭК “Укрэнерго” также утвердило технические задания для предварительных схем распределения электроэнергии ветроэлектростанций с общей выработкой 11 244 MW:

Крым (4 129 MW)

- Ветряная электростанция 100 MW “Конокрд Груп” Ltd (Ленинский район);
- Ветряная электростанция 350 MW “Конкорд Груп” Ltd (Советский район);
- Ветряная электростанция 167 MW “Эвра” Ltd (Деревня Скворцово, Симферопольский район);
- Ветряная электростанция 232 MW “Эвра” Ltd (Деревня Карьерная, Сакский район);
- Ветряная электростанция 100 MW “MNTC ветровая энергия Национальной Академии наук ” (Судакский район);
- Ветряная электростанция 200 MW “ПланЭко” Ltd (Красноперекопский район);
- Ветряная электростанция 200 MW “ПланЭко” (Джанкойский район);
- Ветряная электростанция 500 MW “Охотниковская ветряная электростанция” Ltd (Сакский район);
- Ветряная электростанция 180 MW “Такил” (Керчь);
- Ветряная электростанция 400 MW Советская “Новые энерготехнологии” Ltd (Советский район);
- Ветряная электростанция 400 MW Первомайская “Сефир” Ltd (Первомайский район);
- Строительство 6 ветряных электростанций общей мощностью 1300 MW запланировано Государственным агентством Украины по энергоэффективности.

Николаевский район (1 100—1 500 MW)

- Ветряная электростанция 300 MW “Пивденно-Украинская ВЭС” Ltd с перспективой повышения до 700 MW;
- Ветряная электростанция 500 MW “Тулигульская ветряная электростанция” (Березанский район);
- 1 ветряная электростанция мощностью 300 MW запланирована Государственным агентством Украины по энергоэффективности

Херсонская область (400 MW)

- Ветряная электростанция 300 MW “Геническая ветроэлектростанция” Ltd (Генический район);
- Ветряная электростанция 100 MW “Гринвэй Энерджи” Ltd

- (Генеческий район).
- Запорожская область (2 995—3 045 MW)
- Ветряная электростанция 450—500 MW "Еврокейп Украина I" (Приазовский район);
- Ветряная электростанция 600 MW "Винд Пауэр" Ltd (Приазовский и Приморский районы);
- Ветряная электростанция 150 MW "Винд Пауэр" Ltd (Бердянский район);
- Ветряная электростанция ООО "Азовэнерго" 363 MW, Ефремовская 75 MW, Кирилловская 87,5 MW, 57,5 MW Мало-Терновская
- 55 MW (Якумовский район);
- Ветряная электростанция ООО "Азовэнергомаш" 395 MW, Атманайска до 100 MW, Вовчанска до 70 MW (Якиевский район);
- 5 ветряных электростанций общей мощностью 1350 MW запланированы Государственным агентством Украины по энергоэффективности.

Луганская область (250 MW)

- Ветряная электростанция общей мощностью 1250 MW запланирована Государственным агентством Украины по энергоэффективности.

Одесский район (900 MW)

- Ветряная электростанция 400 MW "Арзрум ВЭС"(Арзрумский район);
- Ветряная электростанция 200 MW "Покровская ветряная электростанция" (Беляевский район);
- Ветряная электростанция 150 MW "ПланЭко" в рамках ВЭС Татарбунар;
- Ветряная электростанция 150 MW "ПланЭко" в рамках ВЭС Овидиополь.

Киевская область (100 MW)

- Ветряная электростанция общей мощностью 1100 MW запланирована Государственным агентством Украины по энергоэффективности

Донецкая область (820—920 MW)

- Ветряные электростанции 700 - 800 MW в Першотравневом и Володарском районах Донецкой области "Винд Пауэр" Ltd;
- Ветряная электростанция 120 MW в Новоазавском районе Донецкой области "Винд Пауэр" Ltd.

Кроме того, была получена дополнительная информация о планах строительства следующих электростанций:

- Компания "СИГОО" планирует строительство 1 000 MW ветряная электростанция в Николаевской области;
- "Мидас Групп" планирует строительство 200 MW ветряной электростанция в Донецкой области;
- Компания "Старобешив Тайгер ВИНД ФАРМ" планирует строительство 500 MW ветряной электростанции в Донецкой области.

В случае полной реализации вышеупомянутых проектов, станут доступными следующие объёмы вырабатываемой мощности:

- В Крыму - 5 279 MW;
- В Донецкой области - 1 620 MW;
- В Запорожской области - 3 045 MW;
- В Киевской области - 100 MW;
- В Луганском районе - 250 MW;
- В Николаевской области - 2 500 MW;
- В Одесской области - 900 MW;
- В Херсонском районе - 400 MW;
- **Всего - 14 094 MW**

Таблица II.34 – Украина – Планируемые ВЭС и подключение к сети

Таблица 11.34 – Украина – Планируемые ВЭС и подключение к сети									
TYPE 1	2	SUBSTATION1 3	VOLTAGE LEVEL		CAPACITY		DATE OF COMMISSIONING		COMMENT 10
			kV 4	kV 5	MW 6	MVA 7	year 8	STATUS 9	
WPP	UA	Bakhchisarayskaya	35	110	67x3	200	2012	Construction	67x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Pervomayskaya	35	330	67x3	400	2015	planned	134x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Holmogorskaya	33	110	67x3	200	2015	planned	67x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Turgenevskaya	33	110	67x3	200	2015	planned	67x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Nova-Eco I (west Crimea)	33	330	67x3	200	2015	planned	67x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Nova-Eco II (east Crimea)	33	220	33x3	100	2015	planned	33x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Batiskaya	33	330	33x3	200	2015	planned	67x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Odesskaya	33	220	33x3	100	2015	planned	33x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Ochakovskaya	33	220	33x3	100	2015	planned	33x3MW units VESTAS on 0.65kV
WPP	UA	Trikhatskaya	33	220	100x3	300	2015	planned	100x3MW units VESTAS on 0.65kV
SPV	UA	Crimea		110	70		2012	Construction	
SPV	UA	Crimea		110	100		2013	Construction	
SPV	UA	Crimea		110	230		2015	planned	
SPV	UA	Mainland Ukraine		110	200		2015	planned	

1 Тип объекта(OHL – воздушные линии, K - кабель, SK – подводный кабель, SS - подстанции, BB – вставка постоянного тока...)

2 Страна (код ISO)

3 Название подстанции

4 Установленное напряжение (для линий - номинальное, для трансформаторов - коэффициент трансформации в вольтах)

5 кол-во блоков

6 Пропускная способность элементов для OHL в Amps, для трансформаторов в MVA

7 Пропускная способность лимитированная трансформаторами или подстанциями

8 Тип контактора или трансформатора (ACSR - Aluminum Cross section Steel Reinforced, or code of conductor, PS - phase shift transformer...) поперечное сечение

9 Cross section (number of ropes in bundle x cross-section/cross section of reinforcement rope)

Сечение

10 Расстояние до границы первого гос-ва

11 Расстояние до границы второго гос-ва

12 Общая протяженность

13 Ввод в эксплуатацию (предполагаемый)

14 Статус объекта (Замысел, Техничко-экономическое обоснование, Строительство, Аварийный, вышедший из строя, Выведенный из эксплуатации...)



Рисунок 11.40 – Україна – карта сети

ii. Подключение возобновляемых источников к сети

Украинская система электропередачи состоит из линии постоянного тока 800 kV; 750 kV - базовая инфраструктура; однопроводная система переменного тока (АС) перекрывает обширную сеть 330 kV (одно- и двух цепная), питающую системы 220 kV и 110 kV, а также системы АС 500 kV и 400 kV АС в отдельных регионах страны.

Таблица.35 – Украина – обзор сети

lines		transformers	
Voltage level	Length of the overhead lines and cables	Voltage level	Installed capacities
(kV)	(km)	(kV/kV)	(MVA)
800	100		
750	4120		
400	710	400/x	24240
330	13330		
220	4010	220/x	300
110	540	154/x	46979
35	550	66/x	678
total	23360		76963.6

В настоящее время юго-западная часть Украинской системы, называемая остров Бурштын, включая Бурштынскую ТЭЦ и части сети соединения 220 kV к ней и подстанции Мукачево, не имеет соединения с основной Украинской энергосистемой и работает в параллельном и синхронном режимах с основной цепью ENTSO-E. Это сделано в целях реализации экспорта из Украины в Западную Европу.

Надо сказать, что основной объем топлива для промышленного производства поступает из России, и у Украины существует проблема управления резервом, связанная с характером производственных мощностей. По этой причине в планах строительства новых мощностей основная роль отводится строительству новых электростанций комбинированного цикла PHPP.

Можно выделить следующие основные критерии выбора площадки для ВЭС:

- Максимальный ветропотенциал.
- Возможности для решения земельных вопросов
- Наличие энергетических объектов высокой мощности рядом с площадкой. Расчетное значение тока короткого замыкания в точке подключения
- Вопросы логистики

$$\frac{S_{SC}}{S_{WPP}} = 7 \div 10$$

На Рисунке 11.42 Показана схема развития Бахчисарайской ВЭС на различных стадиях. В настоящий момент ведётся строительство, ввод в эксплуатацию ожидается в 2012 г.

Шаг 1 Всегда выбор места для площадки исходя из земельных условий (планы развития и т.д.)

Шаг 2 Метеорологические мачты устанавливаются на площадках согласно утверждённым правилам. До начала разработки проекта все метеорологические измерения проводятся в течении одного года. Полученные данные ложатся в основу расчётов предполагаемой энергомощности ВЭС. На базе этих данных, наряду с более точной цифровой моделью, проводится комплекс расчётов с использованием не менее трёх программных приложений, с целью получения наиболее точных показателей мощности.

Шаг 3 Расчет оптимального расположения, размера и числа ветровых турбин производится с учетом всех ограничивающих факторов.

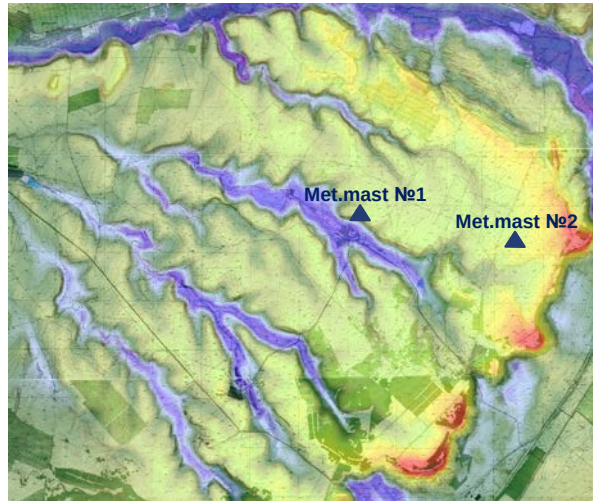
Шаг 4 Проектируется схема сбора и передачи электроэнергии.

В качестве примера приводится подключение к системе электропередачи Бахчисарайской ГЭС 200MW Для получения этой схемы были разработаны несколько вариантов соединения. Главная особенность Крымской энергосети заключается в том, что соединение с южной сетью осуществляется через три линии 330 kV и одну линию 220 kV, которые проходят по узкому перешейку практически в одном коридоре. Расчет потокораспределения нагрузки показывает, что дальнейшее увеличение

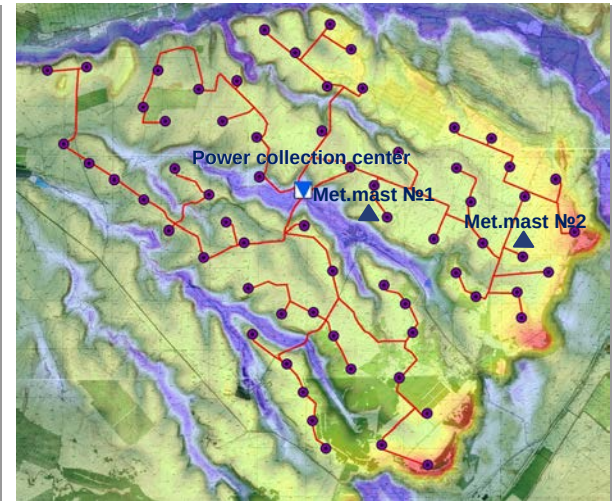
производства электроэнергии не представляется возможным из-за условий статической устойчивости на данном участке. Анализы подтвердили возможность получения 1300 MW установленной мощности ветрогенерации, но дальнейшее увеличения возможно только с условием строительства новых линий электропередачи и объектов сети.



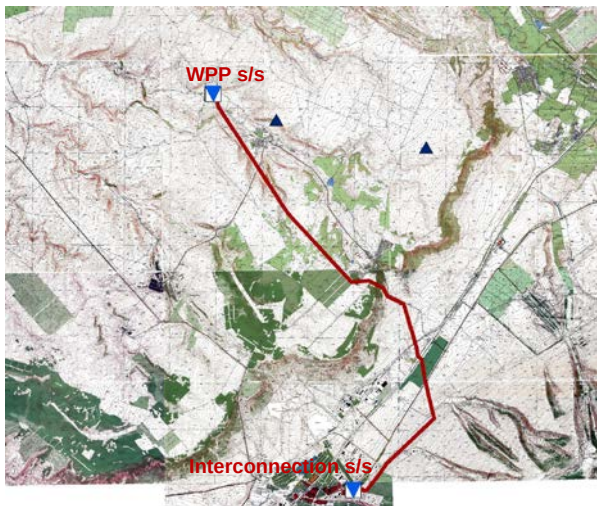
STEP 1



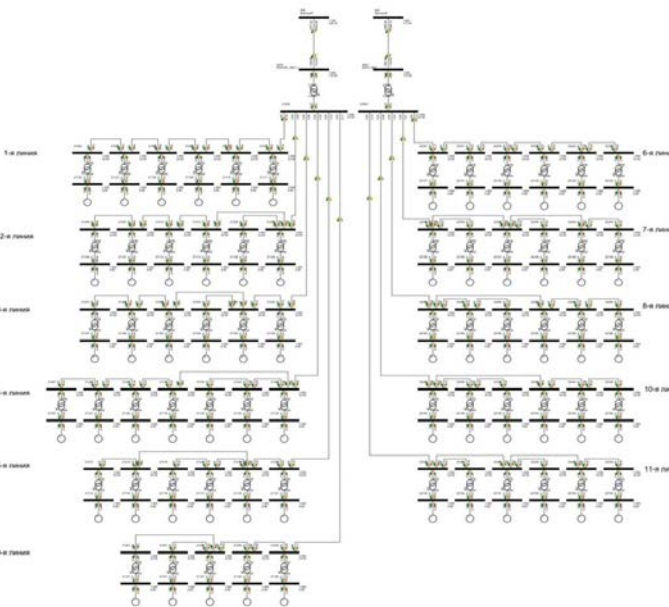
STEP2



STEP3



STEP 4



connection scheme

Рисунок II.41 – Украина – Бахчисайрайская ВЭС 200MW

В целях разработки схемы подключения проводятся следующие расчёты:

- Анализ потока энергии во всех режимах работы ветровых ВЭИ и энергосистемы
- Анализ потока энергии при аварийных отключениях, пиковое напряжение – анализ PV
- Организационные и компенсационные устройства, расчет уровней напряжения, предела регулирования – анализ QV
- Расчет уровней токов короткого замыкания
- Расчет статической стабильности
- Динамический анализ параллельной работы ВЭС
- Анализ групповых изменений в режимах работы ВЭС, подключенных к одному или нескольким соседним центрам энергосистемы
- Электрический расчет схемы сбора электроэнергии
- Расчет исходных данных для создания систем автоматики, релейной защиты и аварийной автоматики.

iii. Тарифы на возобновляемые источники

В сентябре 2008 г. был Верховной Радой одобрен закон (601-VI от 25.09.08) о введении зеленого тарифа на электроэнергию, произведённую из возобновляемых источников. Согласно этому закону оптовый рынок электрической энергии Украины обязан покупать электроэнергию, произведённую энергообъектами использующими альтернативные энергетические ресурсы (исключая доменный газ, коксовый газ и включая только малые гидроэлектростанции), по «зелёному» тарифу и не проданную по договорным ценам непосредственно потребителю или компаниям-поставщикам, чья коммерческая деятельность связана с поставками электроэнергии по регулируемым тарифам.

«Зелёный» тариф или льготный тариф принимается Национальной комиссией регулирования электроэнергетики Украины на электроэнергию, произведённую участниками рынка на электроэнергетических объектах с использованием альтернативных источников энергии. «Зелёный» тариф устанавливается ежегодно для каждого участника рынка в размере не менее, чем в двойном размере средневзвешенного тарифа на электроэнергию, закупаемую у компаний производителей, работающих на Оптовом энергорынке Украины по предлагаемым годовым ценам.

Таблица.36 – Украина – тарифы на ВИЭ (до налогов)

category		tariffs (without tax)		
		UAHkp/KWh	EURc/KWh	USDc/KWh
I	Small hydro	88.08	7.68	11.12
II	Wind >2000kW	128.47	11.20	16.22
	Wind >600kW	85.64	7.47	10.81
	Wind <600kW	73.41	6.40	9.27
III	Solar PV >100kW	506.46	44.16	63.95
	Solar PV <100kW	484.44	42.24	61.17
	Solar PV large	528.48	46.07	66.73
IV	Biomass (incl. LFG)	140.70	12.27	17.77

Зелёный тариф для ветряных и станций работающих на биомассе рассчитывается исходя из средней оптовой цены продажи и тарифа на энергию, зафиксированного в январе предыдущего года, и затем умножается на коэффициент зелёной энергии, в зависимости от установленной мощности объекта:

- 1.2 для ветроэлектростанций с установленной мощностью меньше, чем 600kW
- 1.4 для ветроэлектростанций с установленной мощностью выше, чем 600kW и ниже, чем 2000kW
- 2.1 для ветроэлектростанции с установленной мощностью выше, чем 2000kW
- 2.3 для электростанций, работающих на биомассе

Зелёный тариф для солнечной генерации и малых гидроэлектростанций рассчитывается на основе тарифа средней цены продажи пиковой нагрузки, зафиксированной в январе предыдущего года, и затем умноженной на коэффициент зелёной энергии

- 4.8 для солнечных электростанций
- 4.6 для солнечных электростанций с панелями, установленными на крышах, стенах с установленной мощностью >100kW
- 4.4 для солнечных электростанций с панелями, установленными на крышах, стенах с установленной мощностью <100kW
- 0.8 для установок малой гидрогенерации

iv. Замечания и комментарии

Интенсивное развитие ветроэнергетики в последнее время явилось результатом государственной политике поддержки развития альтернативных источников энергии (изменения, внесенные в закон «Об электроэнергетике» Украины 01.04.2009 г. наряду с постановлением Кабинета министров Украины «О реализации инвестиционных проектов по строительству ветряных электростанций в Автономной республике Крым и Николаевской области» от 19.02. 2009 г.) Тем не менее, в настоящее время нет научно-обоснованных данных о величине ветроэнергетического потенциала в определенных районах Украины, основанных на измерениях ветра, экономической целесообразности, сохранности окружающей среды, обеспечении стабильного функционирования единой энергетической системы Украины и спросе на электроэнергию в местах расположения объектов ветрогенерации. Институтом возобновляемой энергетики Академии наук Украины и компанией «Укрэнерго» были разработаны обоснования для изменений в «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 г.» в разделе, связанном с развитием ветроэнергетики. НЭК «Укрэнерго» рассмотрела обоснования для изменений в «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 г.», изложила свои комментарии и заключение о том, что объем планируемой мощности ветрогенерации должен соответствовать существующему состоянию и перспективам развития электроэнергетики Украины, в письме № 02/02-1-3/7867 от 31.12.2008 г.

НЭК «Укрэнерго» в рамках своих полномочий поддерживает развитие ветроэнергетики в целях эффективного развития и функционирования отрасли и настаивает на доработке Энергетической стратегии Украины в части, касающейся развития ВИЭ, связанной с разработкой схемы распределения ветроэнергетических мощностей на территории страны и регуляции, определяющей условия параллельной работы ветроэлектростанций с Объединенной энергосистемой Украины.

При внедрении ВИЭ возникает множество проблем, а именно:

- Проблемы с получением разрешения на использование земли под объекты ВИЭ (разрешения утверждаются на уровне местной администрации; регуляторы не принимают участие в процессе принятия решения)
- Проблемы в точном определении ВИЭ (возобновляемые источники, альтернативные виды топлива, вторичные энергетические ресурсы)
- Дальнейшее расширение использования «зеленого» тарифа (на момент составления данного документа, парламент Украины принял изменения в украинском законе «Об электроэнергетике» о распространении «зеленого тарифа» на биогаз и смешанное топливо (возобновляемые виды топлива + традиционные виды топлива); но до сих пор под определение «зеленого топлива» не попадают геотермальная энергия, приливная энергия и т.д.);
- Проблемы с пропускной способностью сети и балансом в местах строительства больших ветряных и солнечных энергетических объектов;
- Разработка технических параметров подключения ВИЭ к сети (особенно больших мощностей);

Хотя в настоящее время Украинская система не обладает достаточным ресурсом для обеспечения баланса и контроля, но ожидается, что эти проблемы будут решены при помощи запланированного строительства новых гидроаккумулирующих электростанций.

III. REFERENCES

General references

- [1] **"UCTE Operation Handbook"**; UCTE; 2011.
- [2] **"NARUC Black Sea activity and RES Country Profiles"**, NARUC, USAID; 2011.

Armenia

- [3] **"National Program on Energy Saving and Renewable Energy of Republic of Armenia"**; SRIE, USAID; 2007.
- [4] **"Small Hydro power (SHPP) sector framework, status, development barriers and future development"**; PA Consulting, USAID; July 2010
- [5] **"Wind Energy in Armenia: Overview of potential and development perspectives"**; PA Consulting, USAID; July 2010

Bulgaria

- [6] **"Development plan for Bulgarian Transmission System for the Period 2010-2020 year"**; Approved on 10.11.2010.
- [7] **"Real time control of EPS in regimes with significant amount of renewables"**; ESO EAD; 12.04.2010
- [8] **"Rules for connection of WPP to the Transmission and Distribution Grid"**; 02.07.2008.
- [9] **"Decision of the State Energy and Water Regulatory Commission N C-010"**; 30.03.2011.

Georgia

- [10] **"Master Plan of Wind Power Development of the USSR till 2010"**; 1989.
- [11] **"Renewable Energy Resource (RES) Assessment: Georgia"**; EBRD; 2002.
- [12] **"Renewable Energy Development Initiative: Georgia"**; EBRD; 2009.

Moldova

- [13] **"Law for renewable energy №160-XVI from 12.07.2007"**; Moldova; 12.07.2007.
- [14] **"The Energy strategy of reconstruction and development till 2020"**;;
- [15] **"Decision №330 from"**; Moldovan Government; 03.04.2009.

Romania

- [16] **"National Renewable Energy Action Plan"**; Ministry of Economy, Bucharest; 2010
- [17] **"Grid Development Plan"**; Transelectrica S.A., Bucharest; 2010
- [18] **"Updated lists of renewable projects"**; Transelectrica S.A., Bucharest; June 2011

Turkey

- [19] **"Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electrical Energy (No.5346)"**; Turkish government; 2010.
- [20] **"Geothermal Resources and Natural Mineral Waters Law (No. 5686)"**; Turkish government; 2010.

Ukraine

- [21] **"Law on Green tariff act - for electricity produced from renewables (601-VI from 25.09.08)." ; Verkhovna Rada; September 2008.**
- [22] **"Green tariffs for 2011 – N922"**; National Electricity Regulatory Commission, Kiev; April 2011.