



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



Балканская и региональная программы партнёрства по энергетическим рынкам: Отчёт по созданию региональной модели PSSE/OPF

Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря III Фаза
Кооперативное соглашение EEE-A-02-00054-00

30 сентября 2012 г.

Данный отчёт подготовлен благодаря поддержке американского народа, Агентством США по международному развитию (USAID). За содержание отвечает Энергетическая ассоциация США, и отчёт не является отражением мнения USAID или правительства США.

Балканская и региональная программы партнёрства по энергетическим рынкам

Отчёт по созданию региональной модели PSSE/OPF

Проект планирования системы электропередачи в регионе Чёрного моря III Фаза

Подготовлен для:

Агентство США по международному развитию и Энергетическая Ассоциация США

Кооперативное соглашение EEE-A-02-00054-00

**Энергетическая ассоциация США
1300 Pennsylvania Avenue, NW
Suite 550, Mailbox 142
Washington, DC 20004
+1 202 312-1230 (USA)**

Данный отчёт подготовлен благодаря поддержке американского народа, Агентством США по международному развитию. За содержание отвечает Энергетическая Ассоциация США, и отчёт не является отражением мнения (USAID) или Правительства США

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 электроэнергетики (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 исследование 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
 PHPP – Насосная гидроэлектростанция
 TPP – 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 1000m³
 RGC – Региональная генерирующая компания
 TGC - Территориальная генерирующая компания
 WGC – Оптовая генерирующая компания

Страны

	ISO	Страна	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

1 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.

Фаза III проекта BSTP в настоящее время выполняется. Задачами данной фазы проекта является:

- Интегрирование в региональную модель запланированных и разрабатываемых объектов ветряной, солнечной и гидрогенерации в Украине, Армении, Грузии, Румынии, Болгарии и Турции;
- Создание базовой модели планирования стоимости сети Черноморского региона с использованием функции Оптимального потока энергии (ОПЭ) программного приложения PSS/E для моделирования экономической диспетчеризации парка генерирующих мощностей Черноморского региона;
- Использование модели ОПЭ и её экономической функции для определения наиболее вероятных моделей торговли на 2015 и 2020 гг., принимая во внимание интеграцию возобновляемых источников энергии; и
- Тестирование передающей сети с использованием моделей ОПЭ, потока перераспределения нагрузки и динамической модели с целью определения её потенциала для поддержки торговли в возможных экономических сценариях.

На сегодняшний день, проектом были собраны и обобщены прогнозы по развитию возобновляемых источников энергии для каждой страны, и опубликованы в дополнительном докладе под названием BSTP Renewable Energy Compendium Report. Этот отчёт знакомит инвесторов, регуляторов и руководителей отрасли с кратким изложением стратегии использования возобновляемых источников энергии для каждой страны; льготными тарифами на возобновляемую энергию и другими предлагаемыми финансовыми стимулами; процедурами подключения объектов возобновляемой энергии. Данные этого отчёта использовались для наполнения моделей ОПЭ и потокораспределения нагрузки 2015 и 2020 гг. для наиболее точной оценки потенциала мощности возобновляемой энергии в регионе.

Создание модели ОПЭ явилось важным этапом и большим достижением как для СО регионов, так и для «Проекта планирования линий электропередачи в регионе Чёрного моря». На предыдущих фазах Черноморского проекта модели использовались для оценки стабильности системы и надежности на один час прохождения максимального или минимального объема потока энергии. С построением универсальных кривых стоимости и региональной модели ОПЭ, рассматриваемых в этом отчёте, региональные планировщики получают возможность моделирования экономической диспетчеризации парка генерирующих мощностей всей сети электропередачи в регионе Черного моря. Включая данные о планируемой мощности возобновляемых источников энергии, взятые из предоставленного Отчета по возобновляемой энергии, дополняющего это исследование, эта модель предоставляет собой наиболее всеобъемлющий вариант моделирования сети из существующих и доступных на сегодняшний день. Таким образом, это зеркальное отражение попыток регионального планирования в Северной Америке и Европе, которые внедряли рыночную диспетчеризацию в планируемые модели, необходимость в которой созрела со временем.

Целью данного Отчёта является рассмотрение первоначальной методологии исследования регионального ОПЭ и результатов, позволяющих сделать предварительные выводы на основе прогнозируемых операций по торговле электроэнергией в данном регионе. Ниже, на Рисунке 1.1 приведены существующие линии межсистемных соединений между странами в данном регионе, а на Рисунке 1.2 показана эволюцию синхронных операций в регионе с 2010 по 2012 гг. В настоящее время Болгария, Румыния и Турция имеют синхронное соединение с ENTSO-E, в то время как Украина, Молдова, Россия и Грузия соединены в синхронном режиме с IPS/UPS;



энергосистема Армении в настоящем времени не имеет синхронного соединения ни с одной из соседних стран BSTP.

Рисунок 1.1– Линии межсистемных соединений в Черноморском регионе (состояние на 2012 г.)

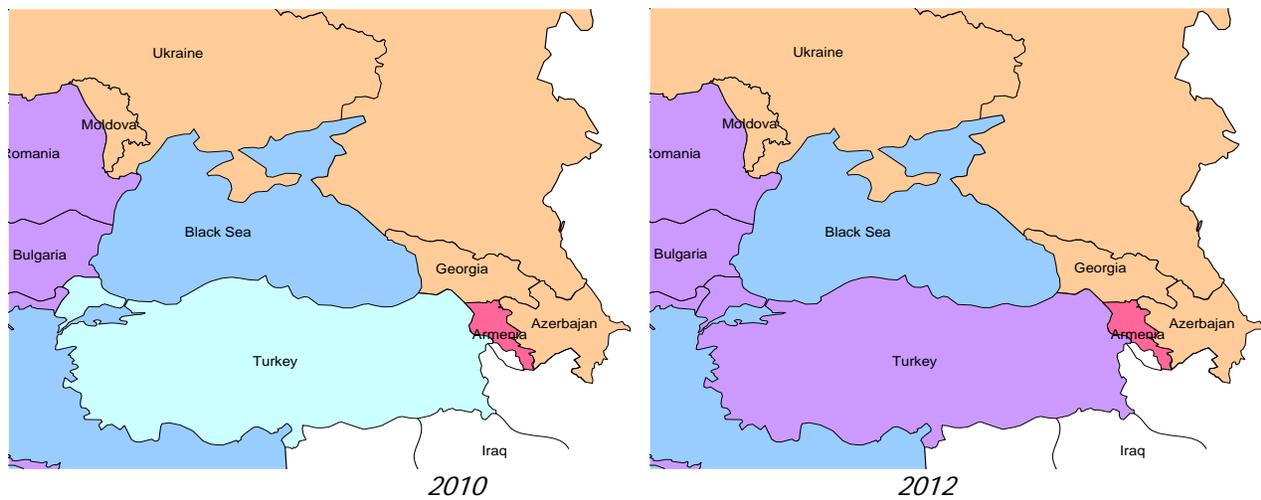


Рисунок 1.2 – Черноморский регион – зоны синхронных операций

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ СТОИМОСТИ

В предыдущей фазе проекта BSTP, созданные СО региональные статическая и динамическая модели 2010, 2015 и 2020 гг. выявили определённые недостатки и слабые места системы и количественно подтвердили тот факт, что каждый СО в этом регионе имеет избыток электроэнергии. На этой фазе проекта, последующий проведённый анализ установил возможности региональной сети поддерживать увеличение торговли и обмена электроэнергией с одновременным обеспечением надёжности и безопасности системы с учетом экономических особенностей данного региона. Для данных исследований были созданы новые национальные модели ОПЭ на запланированные 2015 и 2020 гг. Правда, в этой первой попытке использовать ОПЭ для изучения торговли на региональном уровне, данное исследование и отчет рассматривали часы летнего и зимнего максимумов 2015 г.

В данном исследовании дифференциация технологии электростанций базируется на типе используемого первичного энергоисточника, который обеспечивает работу турбины, приводящей в движение генератор, преобразующий механическую энергию в электричество. Эффективность процесса преобразования топлива в электричество для атомных и электростанций, работающих на ископаемом топливе выражается в количественном отношении тепловой мощностью электростанции.

Цена производства электроэнергии зависит от суммы факторов и может быть разделена по следующим категориям:

- **Стоимость «за одну ночь»**

Стоимостью «за одну ночь» является стоимость строительного проекта без начисленных процентов за пользование привлеченными средствами, как если бы этот проект был завершен «за одну ночь» («овернайт»). Альтернативное определение: настоящая стоимость расходов, которые пришлось бы полностью выплачивать авансом в виде паушальной суммы за строительство объекта. Стоимость «за одну ночь» часто используется при описании электростанции. Единица измерения, обычно используемая для обозначения стоимости «за одну ночь» - $\$/kW$. Например, стоимость «за одну ночь» для атомной электростанции может быть $\$1200/kW$, таким образом стоимость «за одну ночь» электростанции 1000MW будет равна $\$1.2$ billion.

- **Капитальные затраты**

Капитальными затратами являются расходы на покупку земли, зданий, строительство и оборудование, используемое для производства товаров и услуг, другими словами, общая стоимость необходимая для вывода проекта на коммерчески работоспособный уровень. В отличие от эксплуатационных расходов, капитальные затраты относятся к единовременным, хотя могут отражаться в течение многих лет в финансовой и налоговой документации. Капитальные затраты фиксированы и не зависят от уровня производства.

- **Операционные затраты и затраты на техническое обслуживание и ремонт**

Операционные затраты и затраты на техническое обслуживание и ремонт включают все расходы, связанные с эксплуатацией электростанции. Они обычно делятся на постоянные и переменные затраты. Постоянные затраты не зависят от эксплуатации электростанции. К ним обычно относятся расходы на заработную плату и расходные материалы, необходимые для технического обслуживания.

- **Переменные операционные затраты (топливные расходы)**

Эти расходы включают все расходы, связанные с производством, такие, как расходы на топливо и транспортировку топлива. На Рисунке 2.1 внизу показан график зависимости цены на электроэнергию от вида топлива с 1995 до 2010 гг.

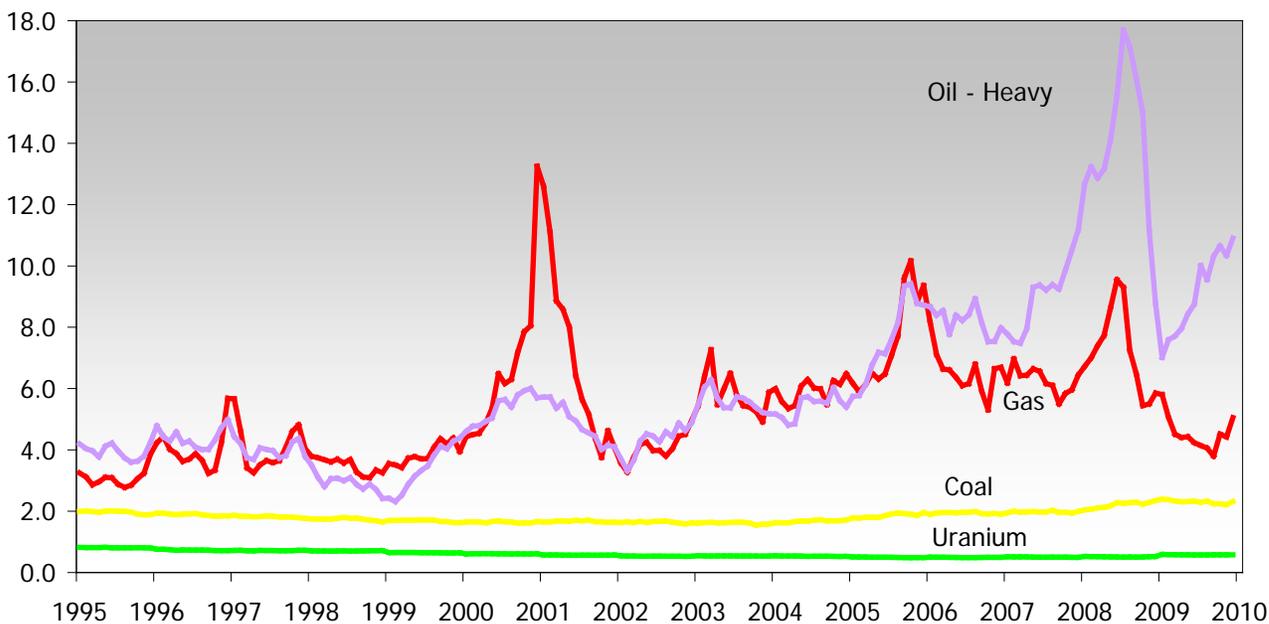


Рисунок 2.1– Зависимость цен на электроэнергию от используемого топлива(\$/MWh)

- **Накладные расходы**

К накладным затратам или накладным расходам относятся текущие расходы на ведение бизнеса, и это, как правило, группа расходов, необходимых для поддержания продолжения функционирования бизнеса, но не связанных непосредственно с производимыми товарами/услугами. Накладные расходы отражаются в отчете о прибылях и убытках кроме прямых затрат на прямой труд, основные материалы и прямые расходы. Накладные расходы включают в себя учёт платежей, расходы на рекламу, амортизацию, страховку, проценты, юридические услуг, аренду, ремонт, материалы, налоги, телефонные счета, путешествия и коммунальные услуги и т.д.

- **Стоимость полной ликвидации**

В стоимость полной ликвидации входят все расходы, связанные с ликвидацией электростанции после окончания жизненного цикла (разборка, очистка земли, уничтожение отходов и т.д.).

- **Затраты на передачу**

Все затраты связанные с подключением электростанции к системе электропередачи (линии подсоединения, подстанции и т.д.)

Используя эти определения затрат, «Номинальные стоимость» будут разработаны для каждой категории затрат. Термин «номинальная стоимость» определяет стоимость в момент наиболее

эффективной работы электростанции, называемой также «номинальной рабочей точкой», в зависимости от типа электростанций. В том случае, если наблюдаются отклонения от уровня наиболее эффективной работы электростанции, стоимость генерации определяются кривыми стоимости, разработанными в процессе проекта BSTP и полученными в результате использования модуля ОПЭ. Создание эти кривых стоимости генерации и их использование в данном исследовании рассматривается в следующем разделе этого отчёта.

В далее приведённой Таблице 2.1 показана «номинальная стоимость» в зависимости от типа электростанций, представленных в данном исследовании.

Таблица 2.1 – Номинальная стоимость производства электроэнергии по источникам

TYPE	CAPACITY	HEAT RATE	EFF	UTIL	LIFE	ENERGY	OVER NIGHT	CAPITAL	O&M			OVER HEAD	DECO MISSION	TRANS MISSION	CO2 EMIS.	LEVEL IZED COST	PRO DU CTION COST
	MW	mBTU/MWh	%	%	year	GWh	M\$/MWh	\$/MWh	FIXED	VARIABLE	FUEL	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
CONVENTIONAL																	
NUCLEAR	1000	10.4	40	90	40	7884.0	2.75	40.40	12.00	8.24	7.49	4.00	7.80	3.00	0.00	75.44	32.04
NUCLEAR	500	10.4	40	90	40	3942.0	2.75	40.40	20.00	8.24	7.49	4.00	5.20	3.00	0.00	80.84	37.44
COAL	1000	8.9	45	85	30	7446.0	1.70	26.40	8.00	39.34	30.26	4.00		3.60	12.00	93.34	63.34
COAL ADV	600	8.9	45	85	30	4467.6	2.00	31.10	11.00	34.80	30.26	3.50		3.60	10.50	94.50	59.80
COAL ADV CCS	1000	8.9	45	85	30	7446.0	2.30	35.80	12.00	36.31	30.26	3.50		3.60	5.00	96.21	56.81
HYDRO DAM	500			50	30	2190.0	2.20	58.20	3.50	7.10				5.70	0.00	74.50	10.60
HYDRO PENSTOCK	150			50	30	657.0	2.00	52.90	3.50	7.10				5.70	0.00	69.20	10.60
HYDRO RUN	150			50	30	657.0	1.20	31.70	3.10	7.10				5.70	0.00	47.60	10.20
GAS CCGT	786	7	58	85	25	5852.6	0.90	14.00	5.04	51.23	48.79	2.70		3.60	5.40	81.97	64.37
GAS CCGT NEW	786	6.75	58	85	25	5852.6	0.95	14.80	4.70	49.40	47.05	2.70		3.60	5.40	80.60	62.20
GAS CONV	160	10.8	40	85	25	1191.4	0.60	9.30	6.85	79.04	75.28	1.50		3.60	8.10	108.39	95.49
GAS CONV CHP	500	10.8	40	85	25	3723.0	0.93	14.50	5.51	79.04	75.28	1.50		3.60	8.10	112.25	94.15
GAS CONV CHP	50	10.8	40	85	25	372.3	1.20	18.70	7.25	79.04	75.28	1.50		3.60	8.10	118.19	95.89
GAS CONV CHP	10	10.8	40	85	25	74.5	1.25	19.40	8.33	79.04	75.28	1.50		3.60	8.10	119.97	96.97
RENEWABLES																	
SOLAR PV	5		45	21.7	20	9.5	6.00	365.50	6.40					13.00		384.90	6.40
SOLAR TH	100		45	31.2	20	273.3	5.00	211.90	21.80					10.40		244.10	21.80
GEOTHERMAL	50	34.6		85	30	372.3	1.70	26.40	22.90			3.50		4.80		57.60	26.40
BIOMASS	10	9.6		85	30	74.5	2.76	42.90	19.00	12.60		29.40		3.80		107.70	61.00
SMALL HYD. BASE	2	9.05		65	30	11.4	1.40	28.50	2.80	7.10				6.00		44.40	9.90
SMALL HYD. PEAK	1	10.07		65	30	5.7	1.65	33.60	2.80	7.10				6.00		49.50	9.90
WIND	50			30	20	131.4	2.00	75.50	11.70			6.10		8.40		101.70	17.80
WIND OFFSHORE	100			35	20	306.6	2.40	79.30	24.40			5.70		9.00		118.40	30.10

- 1 - Тип электростанции
- 2 - Мощность
- 3 - Удельный расход тепла (номинальный)
- 4 - Эффективность
- 5 - Использование
- 6 - Жизненный цикл
- 7 - Ежегодное производство электроэнергии
- 8 - Стоимость
- 9 - Капитальные вложения (20-летний кредит, 10% льготный тариф)

- 10 - Фиксированные операционные затраты и затраты на техобслуживание
- 11 - Переменные операционные затраты (включая топливные расходы)
- 12 - Топливные расходы
- 13 - Накладные расходы
- 14 - Стоимость полной ликвидации
- 15 - Затраты на передачу
- 16 - Выбросы CO2 (уровень 20\$/ton of CO2)
- 17 - Выравненные расходы = 9+10+11+13+14+15+16
- 18 - Стоимость производства (относится только к производству) = 10+11+13+14+16

Данные, приведенные в Таблице 2.1, основаны на 20-летнем платёжном периоде и делают возможным сравнение стоимости в зависимости от источников генерации. Расчет капитальных затрат, проводимы также на 20-летнем периоде, не учитывает износ оборудования. Это означает, что у всех электростанций, срок эксплуатации которых больше 20 лет, величина капитальных затрат принимается равной нулю. Для электростанций, срок эксплуатации которых менее 20 лет, годовая капитальных затрат предполагается прямой линией амортизационных расходов за 20-летний период.

Данные, приведенные в Таблице 2.1 лежат в основе данного исследования, т.к. кривые стоимости генерации, созданные с использованием ОПФ для получения результатов, базируются на расчете номинальной стоимости и удельного расхода тепла. И.к. данные допущения являются критическими для получения результатов исследования, данные, приводимые в Таблицы 2.1 были проверены и одобрены каждым из СО. Кроме того, планируется проведения анализ чувствительности для определения какое из допущений имеет наибольшее влияние на результаты исследования. Более подробно предмет проведения анализа чувствительности также обсуждается в рамках данного отчёта.

3 УНИВЕРСАЛЬНЫЕ КРИВЫЕ СТОИМОСТИ ГЕНЕРАЦИИ

Как упоминалось выше, самым важным результатом, полученным при использовании модели ОПЭ, является получение универсальных кривых стоимости для каждого производителя, входящего в систему электропередачи. Эти кривые определяют стоимость топлива в зависимости от уровня производимой мощности. Для каждого типа электростанции в регионе Чёрного моря были смоделированы соответствующие кривые на основе типичных технических параметров. Эти универсальные кривые стоимости были внесены в Региональную ОПЭ модель, после внесенных корректировок в соответствии с имеющимися данными по электростанциям.

Т.к. моделирование кривых стоимости является самым важным при использовании программного обеспечения ОПЭ, и, хотя СО не располагают в полном объёме необходимой информацией, было принято решение использовать универсальные кривые стоимости, разработанные для различных типов и видов электростанций, принимая при этом во внимание различия в характеристиках топлива, например таких как тип угля, сжигаемого на станции.

Стоимость генерации обычно представляются одной из четырёх типов кривых: кривой ввода/вывода, кривой стоимости топлива, кривой расхода тепла или кривой дополнительных издержек. В рамках этого исследования, используются, **кривые стоимости топлива** используются для изображения уровня Generator Power (мощности генератора) соответствующего энергоблока, как показано на Рисунки 3.1 ниже.

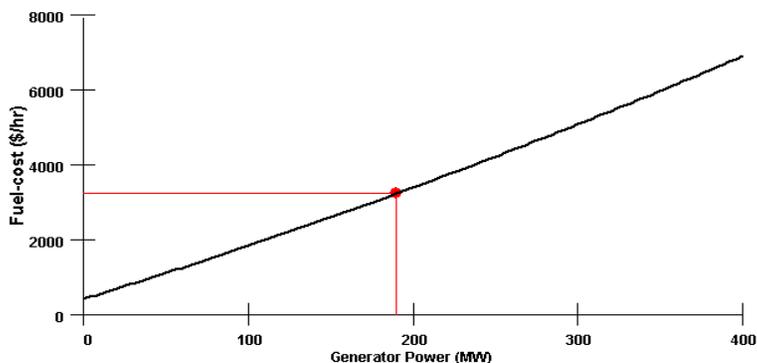


Рисунок 3.1 – Кривая стоимости топлива

В действительности кривые стоимости генерации обычно волнисты и не бывают ровными. Наиболее распространённым способом решения этой проблемы является приближение реальной кривой к моделируемой путем использования функции piece-wise линейной кривой стоимости, позволяющей делить реальную кривую на линейные отрезки так, как это показано ниже на Рисунке 3.2.

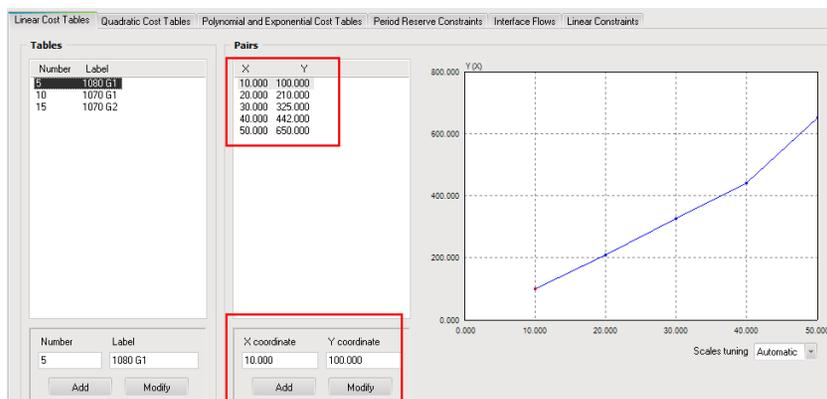


Рисунок 3.2 – Функция Piece-wise линейная кривая стоимости

Данные вводятся парой чисел, задающих координаты (x,y) определяющие отрезки линейной кривой стоимости, где

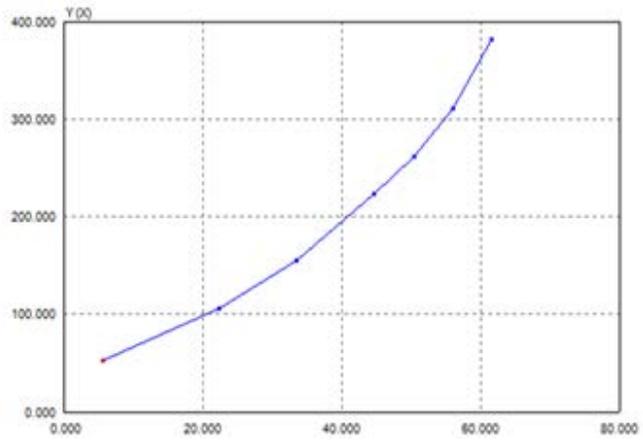
- x: активная генерация (MW)
- y: стоимость топлива (\$/h)

$$\text{Ген. Стоимость топлива} = [\text{Коэф. Шкалы стоимости топлива.}] \times \text{стоимость топлива для генерации} \text{ [$/h]}$$

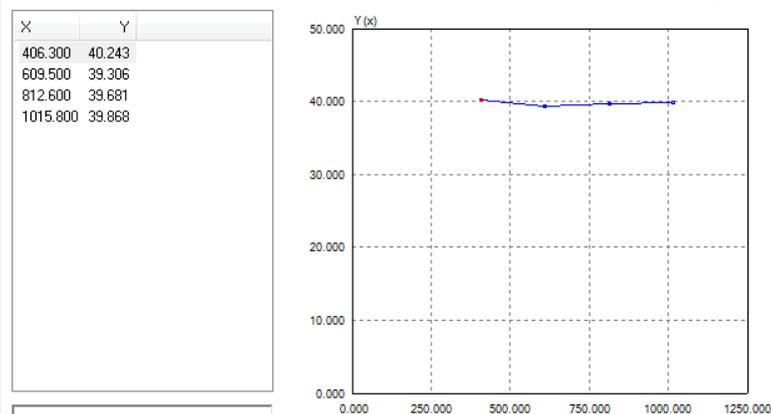
Кривые стоимости фактической генерации, используемые в данном исследовании, приведены в Приложении для каждой электростанции по странам в Отчёте ОПЭ. Из приводимых кривых стоимости генерации нами взяты следующие примеры:

Армения – Кривая стоимости и таблица для ГЭС Каскада Севан-Раздан

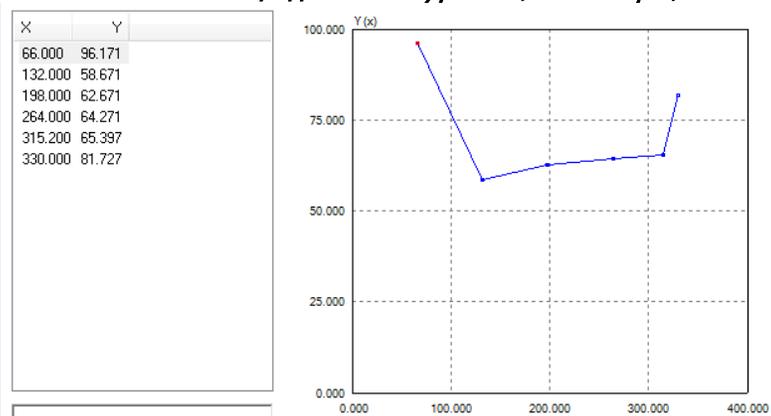
X	Y
5.600	52.300
22.400	106.400
33.600	154.700
44.800	223.400
50.400	261.700
56.000	310.200
61.600	381.800



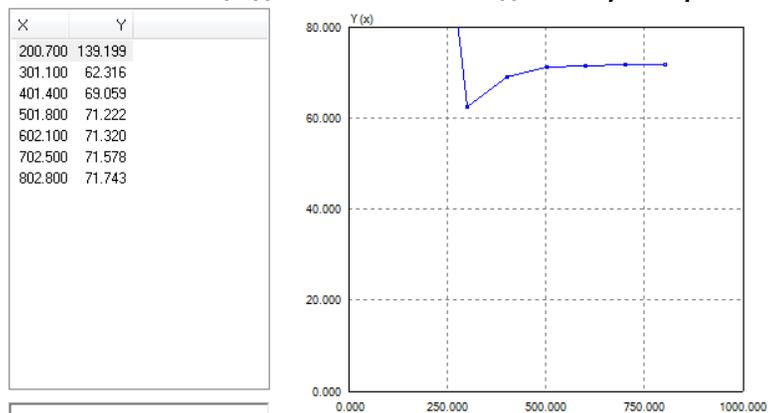
Болгария – Кривая стоимости и таблица для энергоблоков ГЭС Козлодуй 1000MW



Румыния – Кривая стоимости и таблица для ТЭС Турсени, Ровинари, Исалнита



Turkey – Кривая стоимости и таблица для новой ССГТ Ада Пазари-Герзе



4 СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ОПЭ

Функция Оптимального потока энергии (ОПЭ) программного обеспечения PSS/E является мощным инструментом для использования планирования передачи электроэнергии и проведения анализа рынков каждым СО региона. ОПЭ решает проблемы оптимизации, включающими операционные расходы системы, потери, производительность, возможности обмена и управления перегрузками. Важно понимать, что PSS/E и ОПЭ являются инструментами, позволяющими проанализировать «состояние на определённый час», и что в исследование

приводятся результаты часа зимнего и летнего пика нагрузки на 2015 г. Региональная модель ОПЭ, используется в этом проекте для расчета средней стоимости генерации в каждой стране и оптимизации этой стоимости в различных синхронных сценариях. ОПЭ автоматически регулирует активную энергогенерацию в пределах возможностей, чтобы уменьшить общие переменные затраты.

Модель ОПЭ содержит в себе данные передачи электроэнергии и данные генерации. Часть относящаяся к передаче состоит из данных об ограничениях сети согласно сетевым кодам каждой из стран и условий подключений, таких как ограничения напряжения, параметры линии и уровни напряжения на шинах трансформаторов. Часть модели относящаяся к генерированию включает в себя данные о всех мощностях, подключенных к высоковольтной сети и представленных в модели потокораспределения. Каждый генератор моделируется индивидуально с соответствующим набором данных, состоящим из данных диспетчеризации генерации, резервной генерации и кривых стоимости генерации, о которых шла речь в предыдущем разделе этого отчёта. Для всех новых генерирующих энергоблоков и энергоблоков, данные о которых отсутствуют, используются стандартные параметры или исходные данные производителя.

На первой стадии создания национальных моделей ОПЭ использовались кривые стоимости генерации. Каждый из СО проверил свою национальную модель и скорректировал моделируемые результаты с реальными показателями системы. После того, как национальные модели были проверены и одобрены системными операторами, была создана региональная модель ОПЭ путем интеграции национальных моделей в одну региональную модель. Эта модель использовалась для получения результатов данного исследования.

Региональная модель ОПЭ и база данных были созданы на основе модели потокораспределения нагрузки для зимнего и летнего пиков 2015 г. Региональная модель ОПЭ состоит из:

- Модели потокораспределения нагрузки в формате PSS/E (*.sav file)
- Базовой модели ОПЭ (на основе информации, предоставленной СО)
- Модели ОПЭ в формате PSS/E (*.gor file) соответствующего файла потокораспределения нагрузки

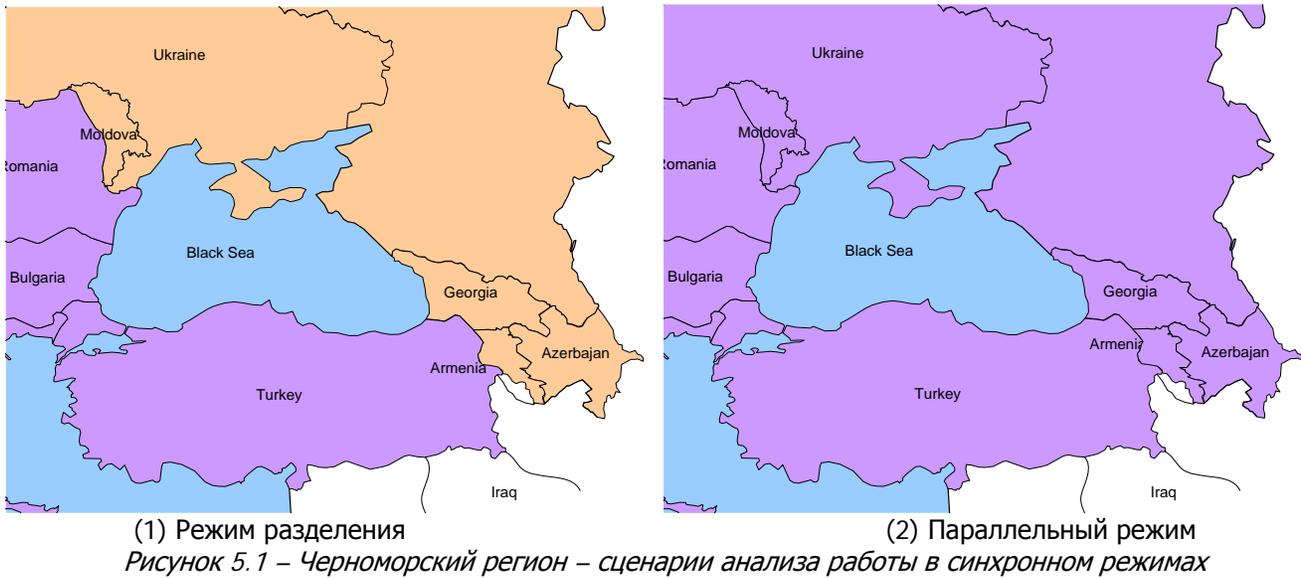
5 АНАЛИЗ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТИ И ОПЭ

Анализ потокораспределения нагрузки был проведён с целью проверки запаса надёжности для условий пика и различных условий генерации, с обращением особого внимания на профили напряжения и мощность потоков в сети сценариев N и N-1.

Анализ безопасности был проведен с учетом тепловой мощности или готовности элементов сети к зимним и летним условиям. Данные для летнего сезона были взяты из Кода сети, принятого для каждой из энергосистем Черноморского региона и Операционного руководства ENTSO/E [1].

Влияние каждого из возможных паттернов генерации было проанализировано с помощью функции ОПЭ – PSS/E моделирующую работу, с расчетом различных опций и анализом синхронных режимов. Как показано на Рисунке 5.1, было проанализировано для синхронных режима; (1) системы ENTSO-E и IPS/UPS разделены (2) ENTSO-E и IPS/UPS системы работают в

параллельном режиме. Вариант, при котором системы разделены (1) - это вариант, реально существующий в настоящее время, кроме Армении, которая была добавлена к зоне синхронного режима IPS/UPS. Вариант работы в параллельном режиме (2) не рассматривается как реально существующий на 2015 г., но может служить для прогноза возможных межсистемных соединений в будущем, с целью расширения торговых операций; эти межсистемные соединения могут быть как в синхронном, так и в островном режимах или через вставку прямого тока.



Были проанализированы следующие три смоделированных сценария:

I Моделирование-Режим раздельной работы

В этом первом смоделированном сценарии, уровни производства проанализированы так, как они представлены в региональной модели 2015 г. с условием синхронного режима (1) при разделённых системах. Используя разработанную модель PSSE/OPF, среднюю стоимость производства (AVG) и цену последнего блока, подключенного с целью покрытия спроса, (предельная цена генерации GMP) для каждой страны была рассчитана не оптимальным путем, и затем путем сравнения с оптимальным расчетом ОПЭ, получают величину сбережений топливных затрат при оптимальной диспетчеризации работы всех генерирующих мощностей региона. Расчет проводился без учета ограничения линий межсистемных соединений между СО, поэтому он основан исключительно на разнице между средней величиной производственных затрат и оптимальной, рассчитанной ОПЭ.

II Моделирование-Параллельный режим

В этом сценарии, работают все линии межсистемного соединения между синхронными районами, поэтому синхронный режим (2) параллельный получен. Расчет проводился без учета ограничения линий межсистемных соединений между СО, поэтому он основан исключительно на разнице между средней величиной производственных затрат и оптимальной, рассчитанной ОПЭ. И опять, используя разработанную модель PSSE/OPF, величину средней цены производства и предельной цены генерации для каждой страны, рассчитанной не оптимальным

путем, в сравнении с оптимальным расчетом ОПЭ, получают величину сбережений топливных затрат при оптимальной диспетчеризации всех генерирующих мощностей региона.

III Моделирование-Параллельный режим с системными ограничениями

Этот сценарий имеет одно очень важное отличие от такого же, описанного выше под подзаголовком II Моделирование-Параллельный режим; в нём учитываются ограничения линий межсистемного соединения между районами. Перетоки интерфейса ограничены чистой пропускной способностью (NTC) зимнего и летнего пика нагрузки в 2015, рассчитанных СО в рамках проекта BSTP и эти NTCs приводятся ниже на Рисунках 5.2 и 5.3.

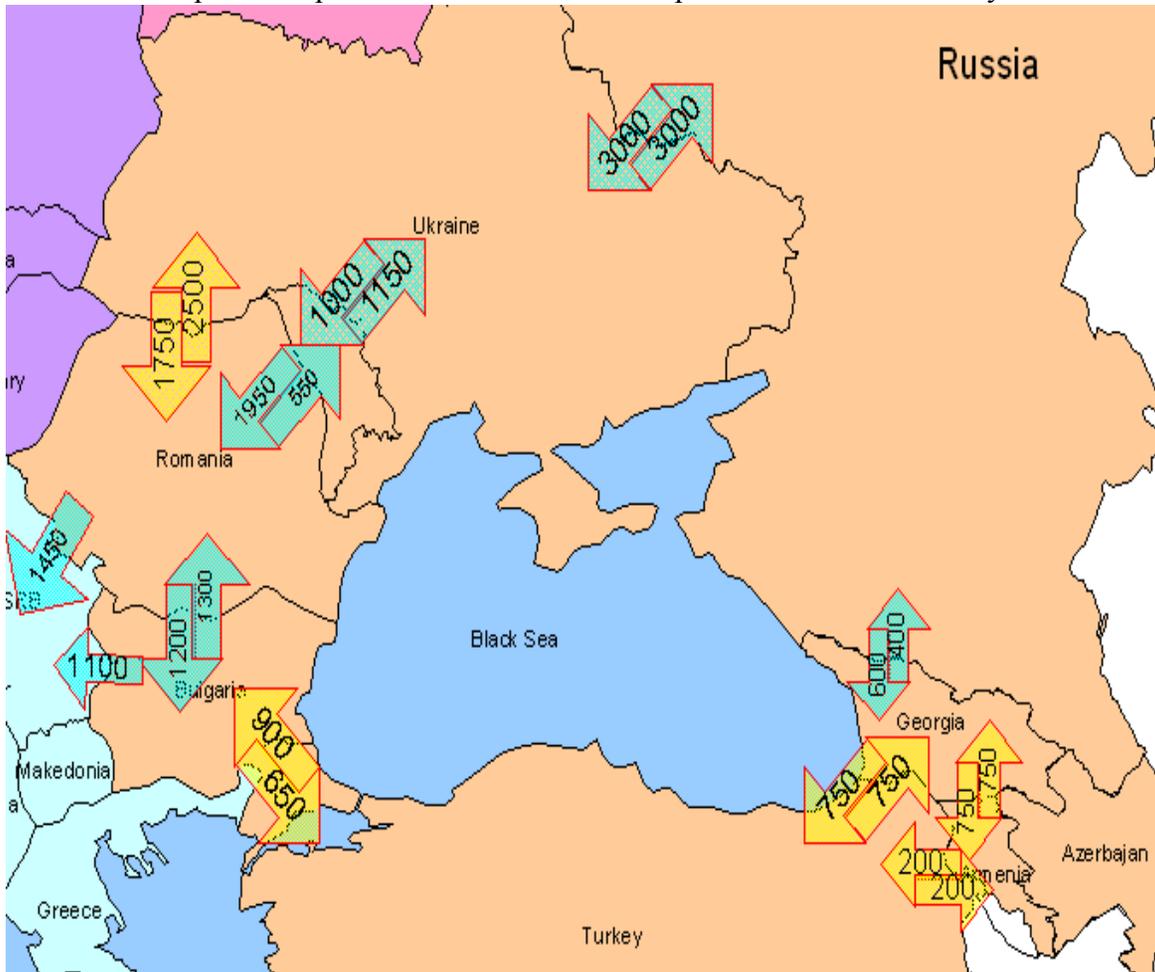


Рисунок 5.2 – Черноморский регион – Межсистемные возможности для зимнего пика

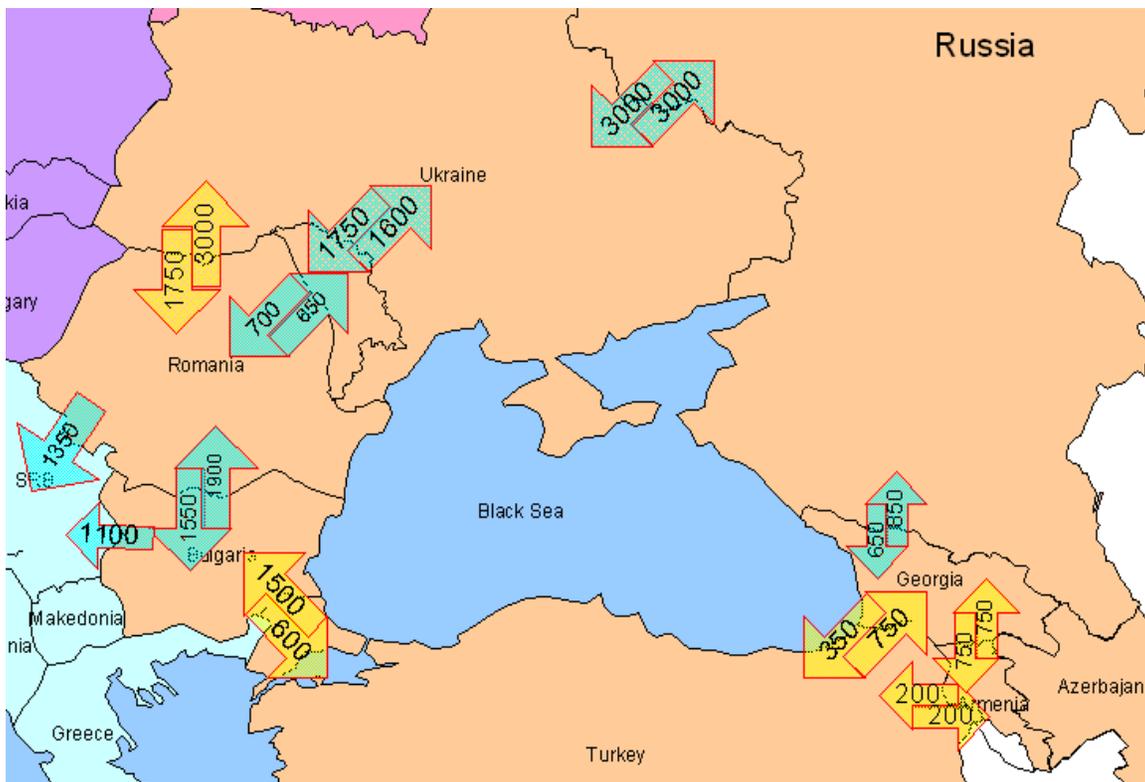


Рисунок 5.3 – Черноморский регион – Межсистемные возможности для летнего пика

6 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты проведённых анализов показывают среднюю цену стоимости электричества (AVG), цену последнего блока для покрытия спроса (предельная цена генерации GMP), тарифы на передачу для каждого СО и величину возможного экспорта (+) или необходимого импорта (-) для каждого СО. Все расчёты основаны на зимнем и летнем пиках 2015. Данные о тарифах основаны на оптовых ценах четвертого квартала 2011 для высоковольтных линий электропередач. Для систем, где существует рыночный подход, данные о тарифах основаны на средней величине цены оптового рынка на электричество; для всех остальных берётся средний тариф оптового рынка.

Ниже в Таблице 6.1 и Таблице 6.2 приводится баланс мощности в MW региональных моделях зимнего и летнего режимов на 2015. Эти данные подтверждают, что все страны в регионе обладают избытком генерации в течении почти всего года и большая часть из них имеет возможности для экспорта даже в летний и зимний пики. Цифры обмена, представленные в этом чате используются как «Не Оптимальная» начальная для расчета каждого из сценариев.

Таблица 6.1 – Черноморский регион – Баланс мощности систем в региональной модели зимнего пика 2015

Зима 2015	Генерация [MW]	Потребление [MW]	Потери [MW]	Обмен [MW]
Армения	2210	1287	20	900
Болгария	8501	7317	185	1000
Грузия	2022	2024	48	-50
Молдова	1272	1201	21	50
Румыния	10985	9666	319	1000
Россия	104054	101661	1195	1200
Турция	41860	41555	1155	-850
Украина	32592	30873	719	1000

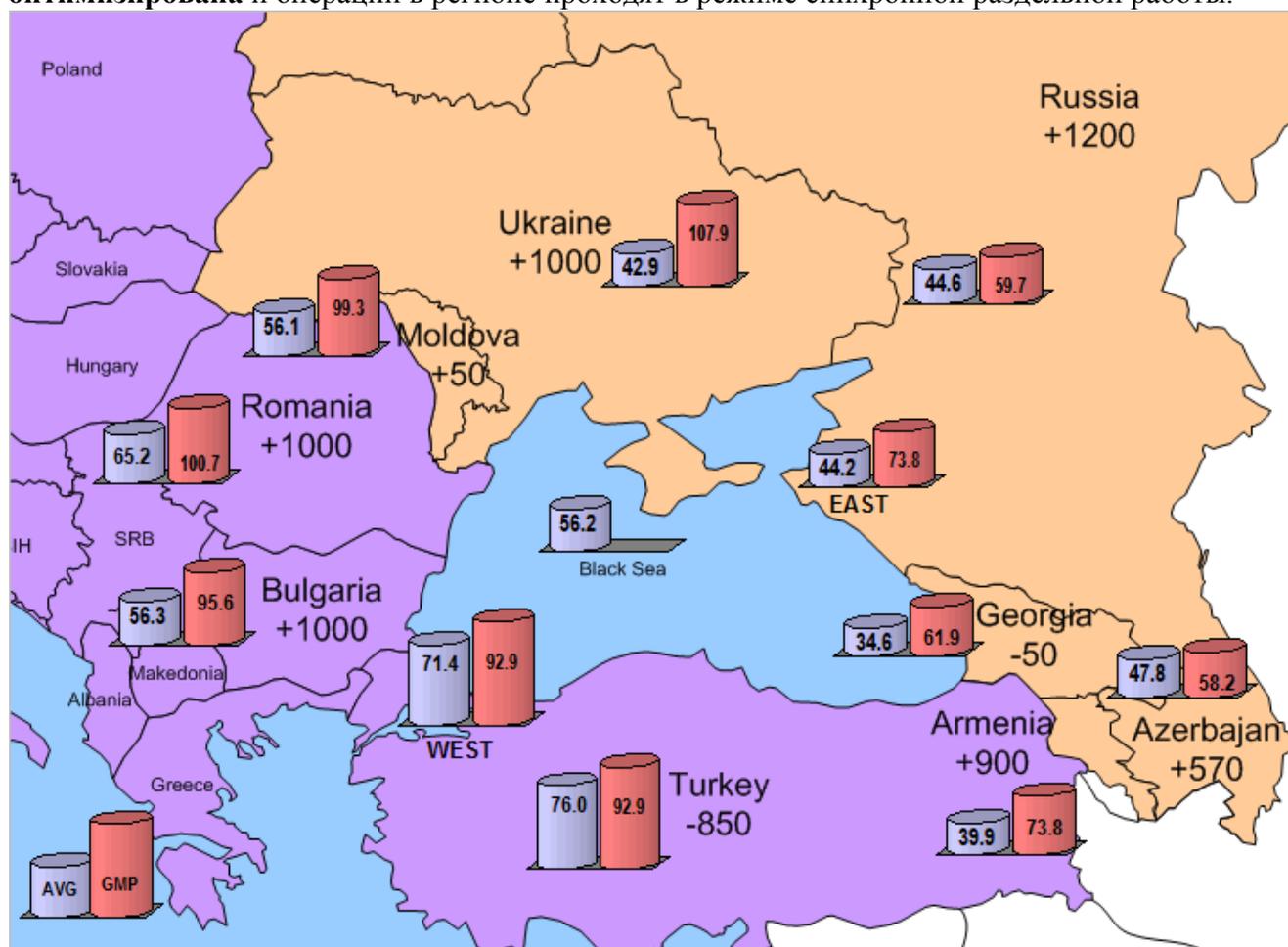
Чёрное м. - всего	203496	195584	3662	4250
--------------------------	---------------	---------------	-------------	-------------

Таблица 6.2 – Черноморский регион – Баланс мощности систем в региональной модели летнего пика 2015

Зима 2015	Генерация [MW]	Потребление [MW]	Потери [MW]	Обмен [MW]
Армения	1711	944	17	750
Болгария	6601	5420	131	1050
Грузия	1597	1561	36	0
Молдова	816	806	10	0
Румыния	9387	8104	283	1000
Россия	104227	101681	1182	1365
Турция	41831	41521	1160	-850
Украина	22371	21313	467	590
Чёрное м. - всего	188541	181350	3286	3905

Режим раздельной работы – «Не оптимальный»

В этом первом смоделированном сценарии, анализ уровней производства приведён в том виде, в котором он дается в региональной модели зимнего пика 2015 и диспетчеризация генерации **не оптимизирована** и операции в регионе проходят в режиме синхронной раздельной работы.



AVG – Средняя цена электричества \$/MWh
GMP – Предельная цена электричества \$/MWh

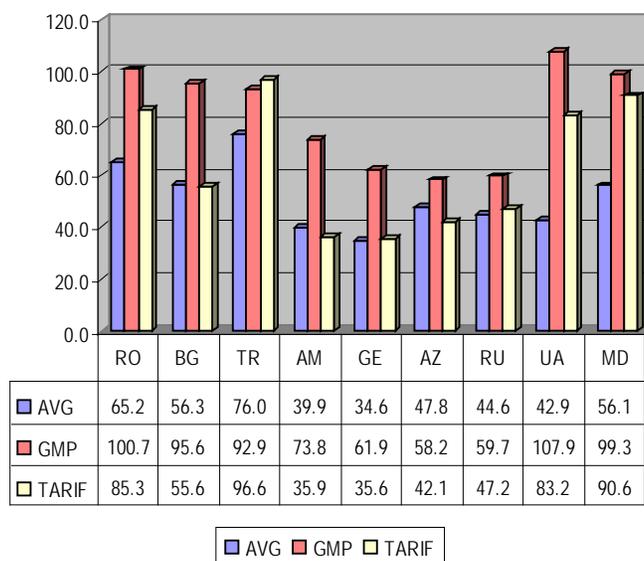
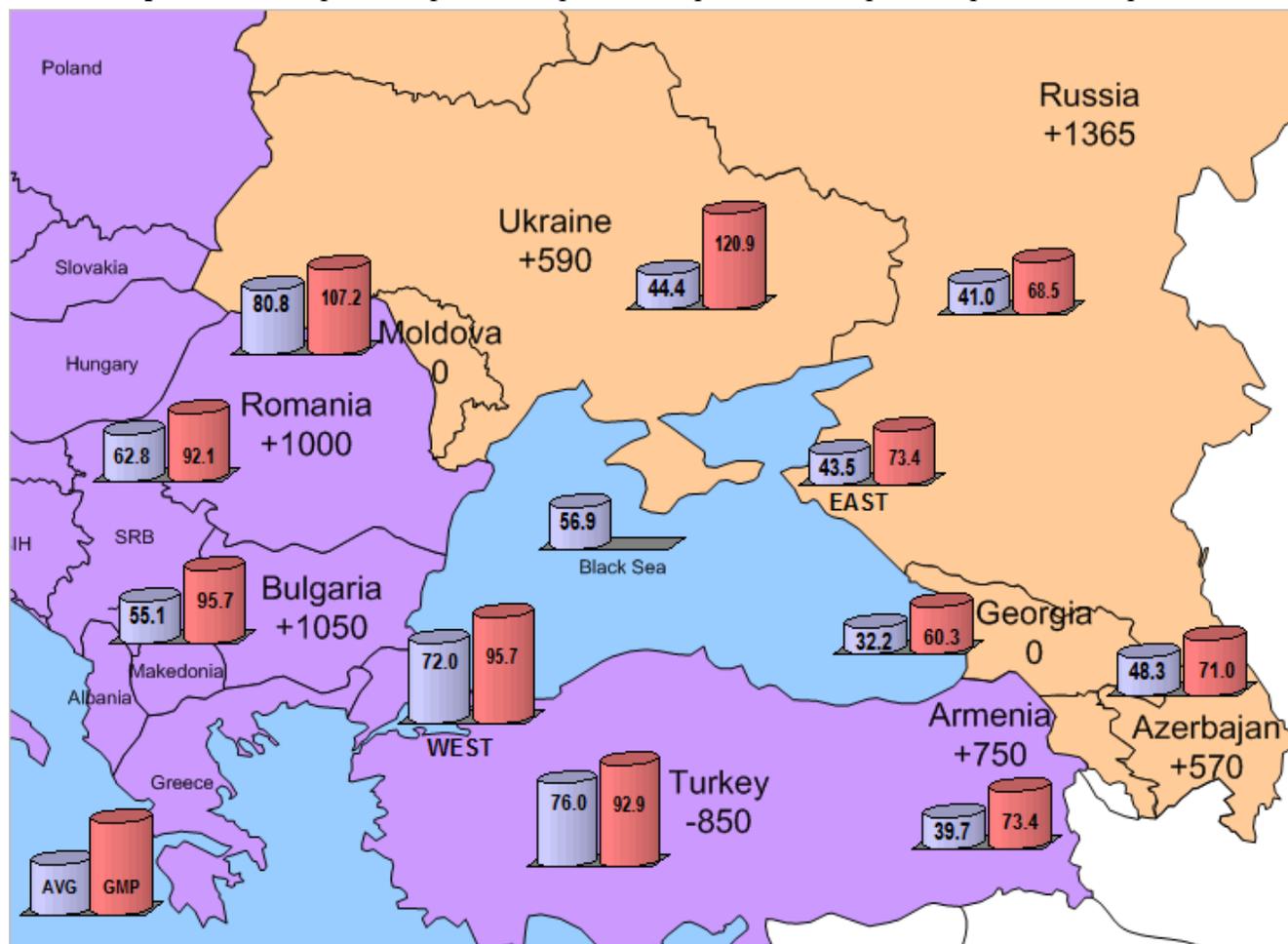


Рисунок 6.1 – Черноморский регион – результаты первой итерации ОПЭ для зимнего пика 2015 – режим разделённой работы, неоптимизированный

В этом смоделированном сценарии, анализ уровней производства приведён в том виде, в котором он дается в региональной модели летнего пика 2015 и диспетчеризация генерации **не оптимизирована** и операции в регионе проходят в режиме синхронной раздельной работы.



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

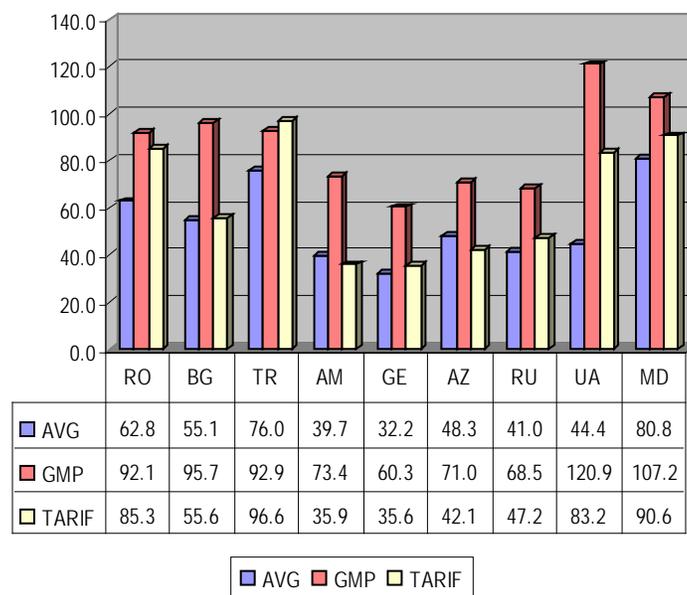


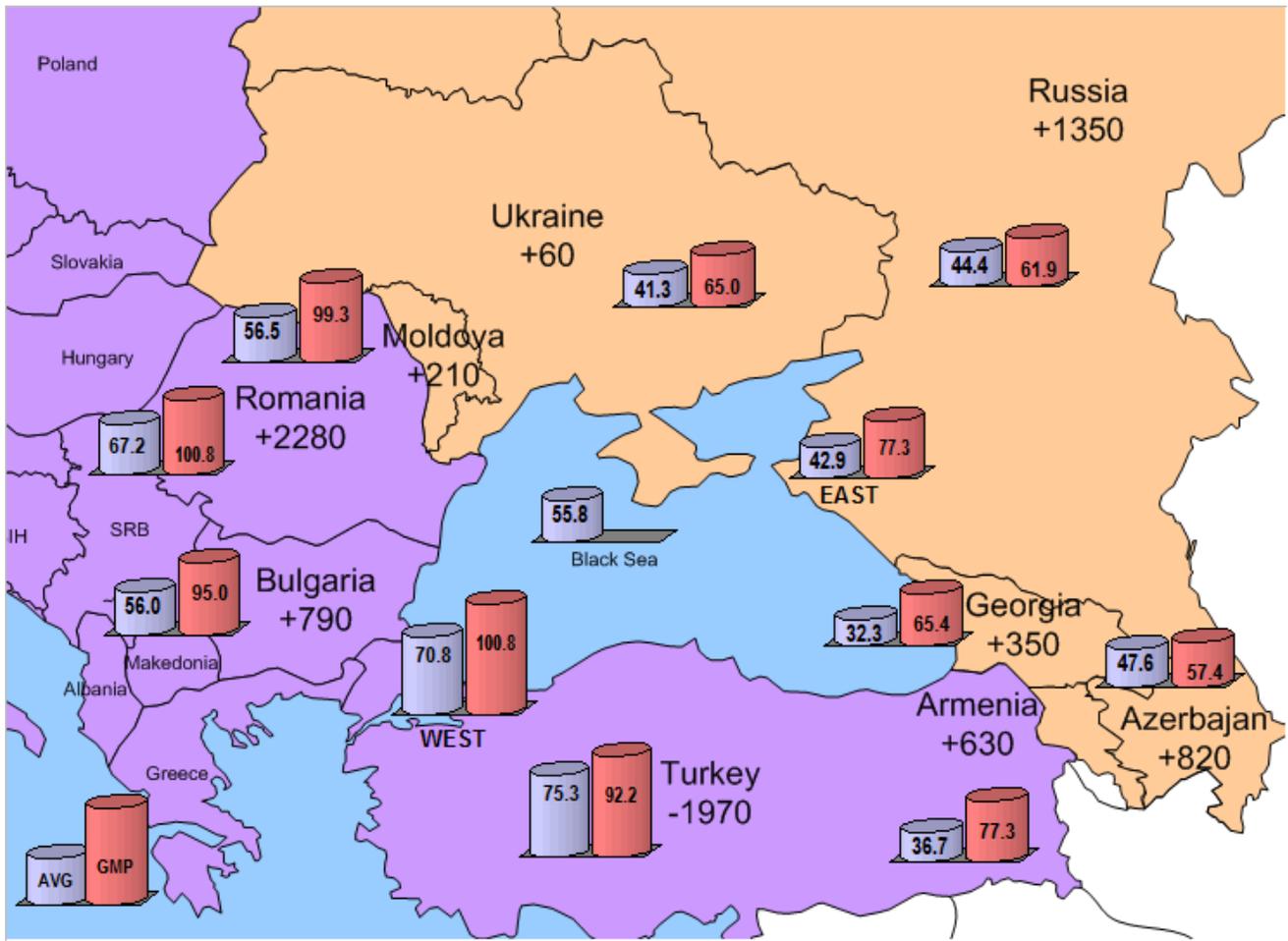
Рисунок 6.2 – Черноморский регион – результаты первой итерации ОПЭ для летнего пика 2015 – режима разделённой работы, неоптимизированный

На Рисунках 6.1 и 6.2 видно, что средние цены (AVG) регионе IPS/UPS устойчиво ниже, чем в регионе ENTSO-E и для зимнего и для летнего пиков нагрузки. Мы также наблюдаем устойчиво высокие величины предельной цены мощности в обоих регионах в силу того, что расчеты выполнены для летнего и зимнего пиков нагрузки, когда цена последнего блока, включенного с целью покрытия спроса, является самой высокой за генерацию в системе. Кроме того, в некоторых странах цена последнего блока, включенного для покрытия спроса (GMP) выше установленного тарифа или рыночной цены. Это объясняется наличием ТЭЦ или Промышленной генерирующих блоков, которые кроме электроэнергии, вырабатывают пар для различных нужд, и экономический эффект от когенерации не принимается во внимание в этих расчётах. Все эти тепловые энергоблоки рассматриваются как блоки, работа которых необходима в зимний период для обеспечения теплоснабжения, а работа возобновляемых источников, таких как ветер и малые гидростанции, предполагаемая летом и зимой, из-за зависимости от ветра и воды, не может обеспечить возможность диспетчерского управления.

Режим разделённой работы - оптимизированный

В следующих смоделированных сценариях, анализ уровней производства приведён в том виде, в котором он дается в региональной модели летнего пика 2015 и диспетчеризация генерации **оптимизирована** и операции в регионе проходят в режиме синхронной раздельной работы. Для оптимизации расчетов были сделаны следующие допущения:

- Гидроэнергоблоки не участвуют в оптимизации, т.к. включение гидро в модель делается с учетом наличия воды (за исключением Грузии, где процесс производства гидроэлектроэнергии оптимизирован)
- Работа всех атомных и тепловых блоков учитывается, за исключением находящихся на ремонте и выведенных из эксплуатации.
- Блоки ВИЭ, такие как малые гидро и ветровые электростанции рассматриваются как блоки, работа которых не влияет на процесс оптимизации, т.к. их участие в ценообразовании зависит от наличия воды и ветра.



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

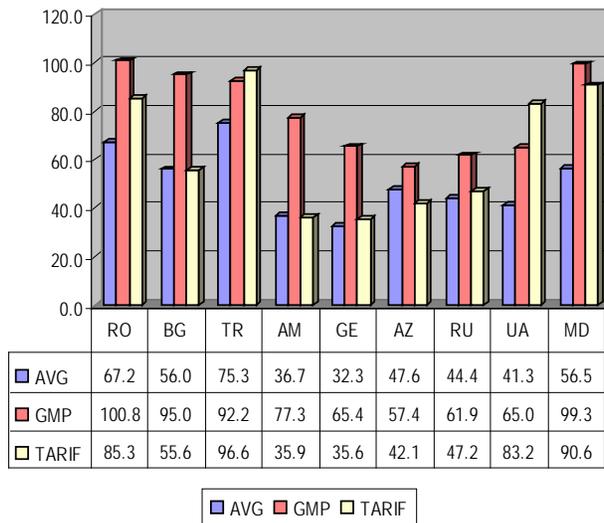
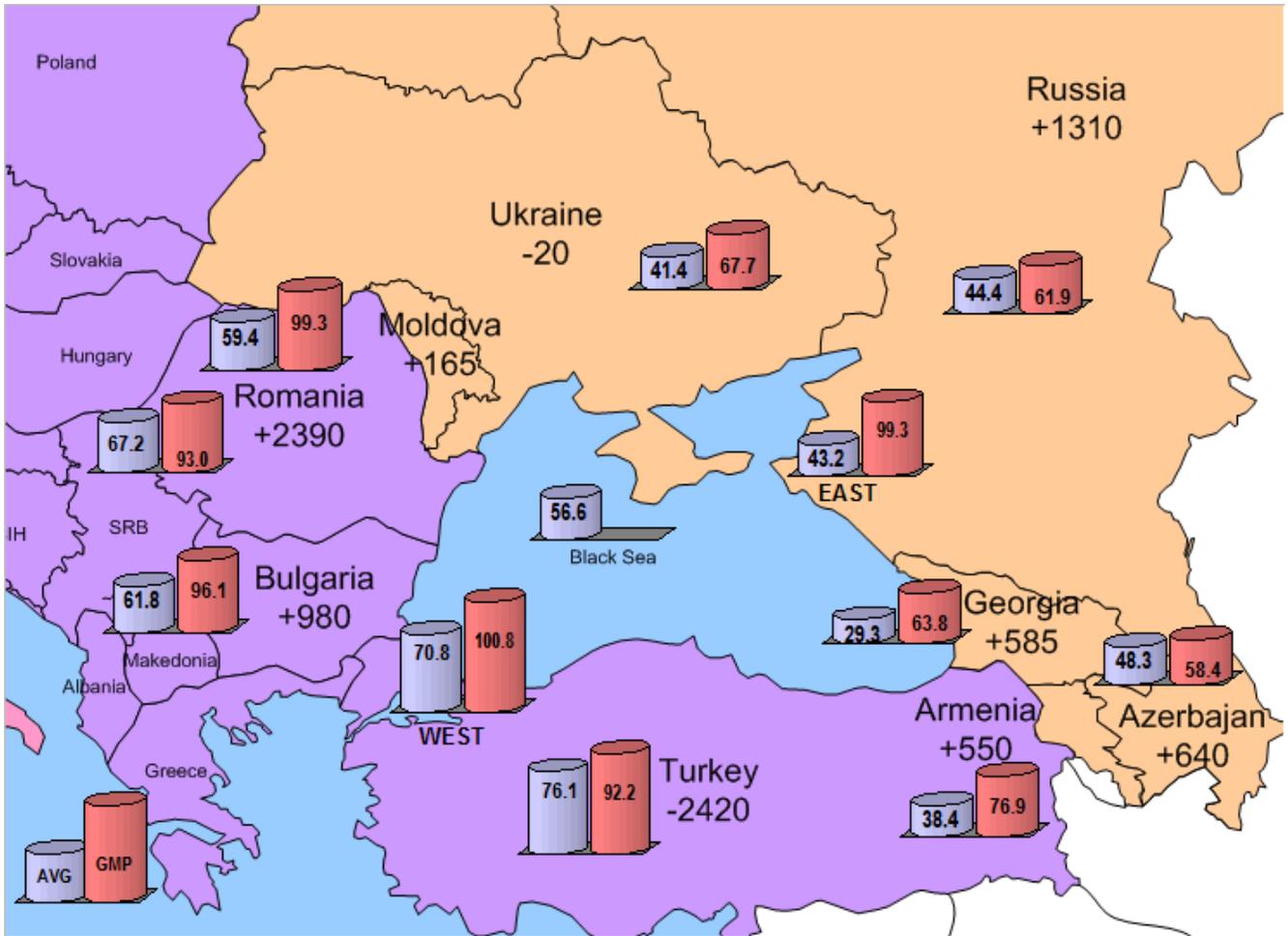


Рисунок 6.3 – Черноморский регион – результаты ОПЭ для зимнего пика, оптимизированного разделённого режима работы



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

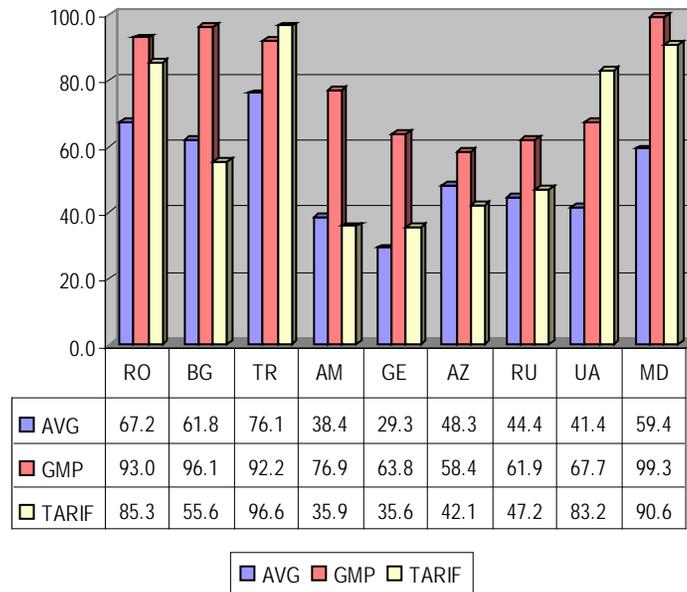


Рисунок 6.4 – Черноморский регион – результаты ОПЭ для летнего пика, оптимизированного разделённого режима работы

Результаты ОПЭ оптимизации диспетчерского управления показанные выше на Рисунках 6.3 и 6.4 в сравнении с результатами без оптимизации, приведёнными на Рисунках 6.1 и 6.2 сводятся к следующему:

ENTSO-E Континентальная Европа - ЗАПАД

В режиме зимнего максимума после оптимизации Европейской, её континентальной части, системы ENTSO-E, энергосистема Румынии увеличила своё производство и экспорт, в то время, как уровень производства и экспорта в Болгарии и Турции снизился. В результате снижения общих издержек производства за счет оптимизации, экономия составит 52,610 \$/hour, или 1.38%. Средняя стоимость генерации для Западного региона до оптимизации составляла 71.44\$/MWh, а после 70.76\$/MWh.

Результаты оптимизации, Разделённый режим – без ограничений

Зима 2015 - Баланс [MW]	RO	Burstin	BG	TR	Средняя цена генерации [\$/MWh]
Без - оптимизации	1,000	750	1,000	-850	71.44
С оптимизацией	2,280	600	800	-1,970	70.76
Дельта генерации	1,280	150	-200	-1,120	-1.38% / -52,610 \$/h

Аналогичным образом, в режиме летнего максимума после оптимизации Европейской, её континентальной части, системы ENTSO-E, энергосистема Румынии и часть энергосистемы Украины, «Остров Бурштынской ТЭС», увеличили своё производство и экспорт, в то время, как уровень производства и экспорта в Болгарии и Турции снизился. В результате снижения общих издержек производства за счет оптимизации, экономия составит 48,610 \$/hour или 1.37%.

Результаты оптимизации, Разделённый режим – без ограничений

Summer 2015 - Balance [MW]	RO	Burstin	BG	TR	Средняя цена генерации [\$/MWh]
Без - оптимизации	1000	350	1,050	-850	72.00
С оптимизацией	2,390	430	980	-2,420	70.80
Дельта генерации	1,390	80	-70	-1,570	-1.37% / -48,610 \$/h

Эти результаты оптимизации основаны на безусловной пропускной способности системы и дают расчет средней цены на 2015 г. при условии отсутствия системных ограничений. При расчёте с учётом системных ограничений, лимит пропускной способности (NTC) между Болгарией и Турцией составляет 650MW (см. Рисунок 5.2) таким образом, даже при отсутствии оптимизации импорт в Турцию 850 MW не возможен в разделённом синхронном режиме. Зимний и летний оптимизированный импорт в Турцию в размере 1,970 MW и 2,420 MW совершенно невозможен без значительной модернизации передающей системы Турции. Результаты расчета оптимизации, ограниченные пропускной способностью NTCs, далее представлены в данном отчёте.

IPS/UPS - ВОСТОК

В режиме зимнего максимума, после оптимизации восточной части разделённого режима, наблюдаются значительные подвижки в паттернах производства, что показано в следующей таблице. При сравнении величины полной стоимости производства, экономия от оптимизации

составит \$98,060 в час, или 3.5%. Средняя цена производства для Восточного региона до оптимизации была \$44.2/ MWh, и после - \$42.9/ MWh.

Результаты оптимизации в разделённом режиме-без ограничений

Зима 2015 – Баланс [MW]	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	250	900	1,200	50	-50	570	44.2
С оптимизацией	-540	630	1,350	210	350	820	42.9
Дельта генерации	-790	-270	150	160	400	250	-3.5% / -98,060 \$/h

В режиме летнего максимума, после оптимизации восточной части разделённого режима, наблюдаются значительные подвижки в паттернах производства, что показано в следующей таблице. При сравнении величины полной стоимости производства, экономия от оптимизации составит \$43,380 в час, или 1.85%.

Результаты оптимизации в разделённом режиме-без ограничений

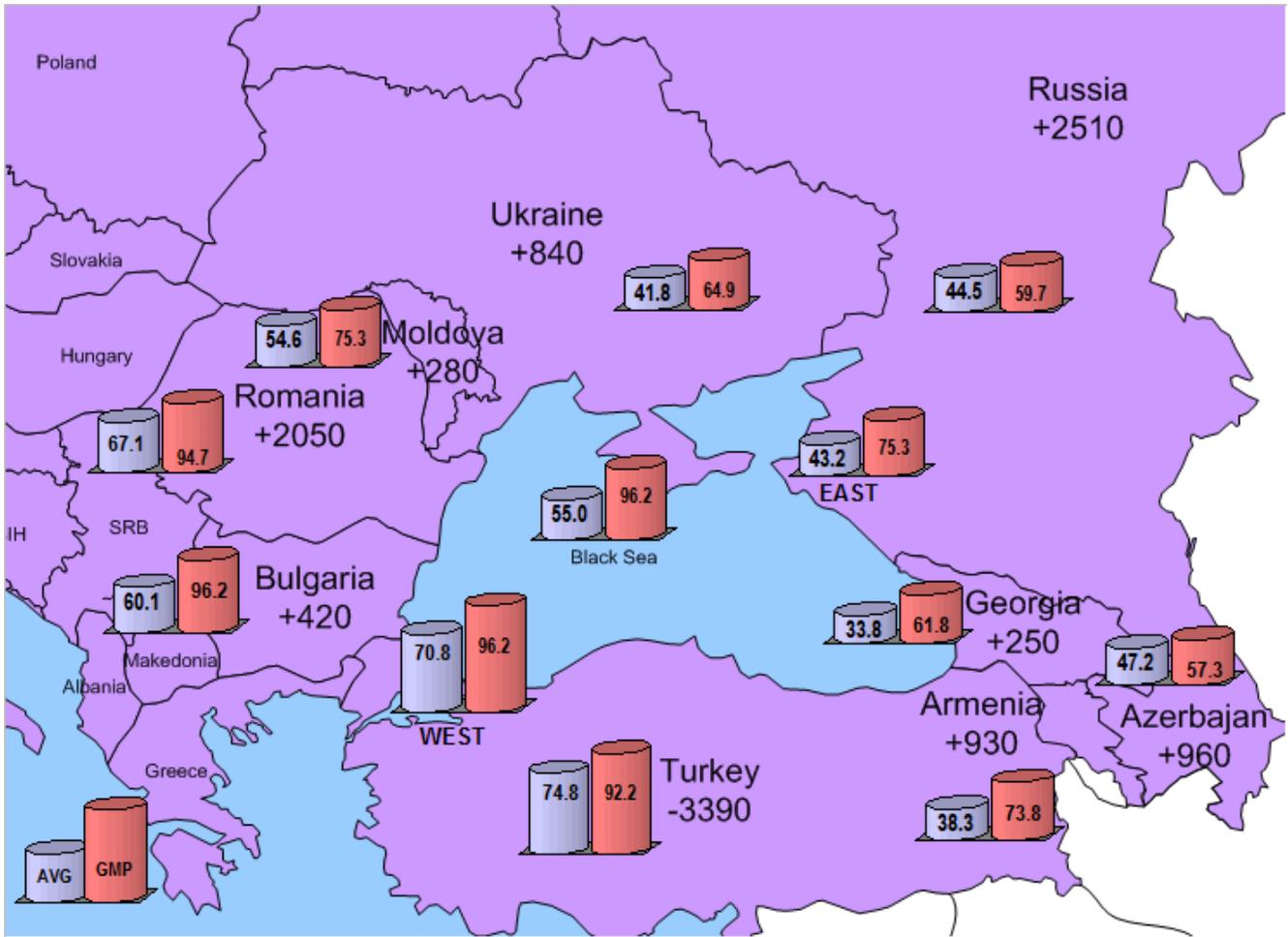
Лето 2015 - Баланс [MW]	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	240	750	1,365	0	0	570	44.40
С оптимизацией	-450	550	1,310	165	585	640	41.40
Дельта генерации	-690	-200	-55	165	585	70	-1.85% / -43,380 \$/h

Опираясь на результаты оптимизации зимнего и летнего разделённых режимов IPS/UPS и другие источники, мы обнаружили, что большинство теплоэлектростанций в Армении и Украине на газе будут замещены блоками на более дешёвом угле в Молдове, гидрогенераторами в Грузии и теплоэлектростанциями на газе в Азербайджане.

Анализ безопасности N-1 показывает, что это режим возможен.

Параллельный режим - Оптимизация

В следующих смоделированных сценариях, анализ уровней производства приведён в том виде, в котором он дается в региональной модели зимнего и летнего пиков 2015 и диспетчеризация генерации **оптимизирована** и операции в регионе проходят в режиме синхронной параллельной работы. Для оптимизации расчетов были сделаны следующие допущения:



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

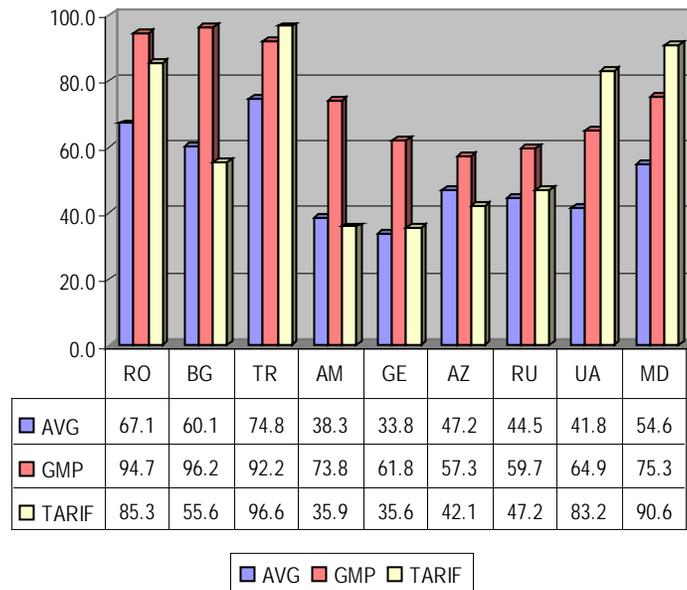
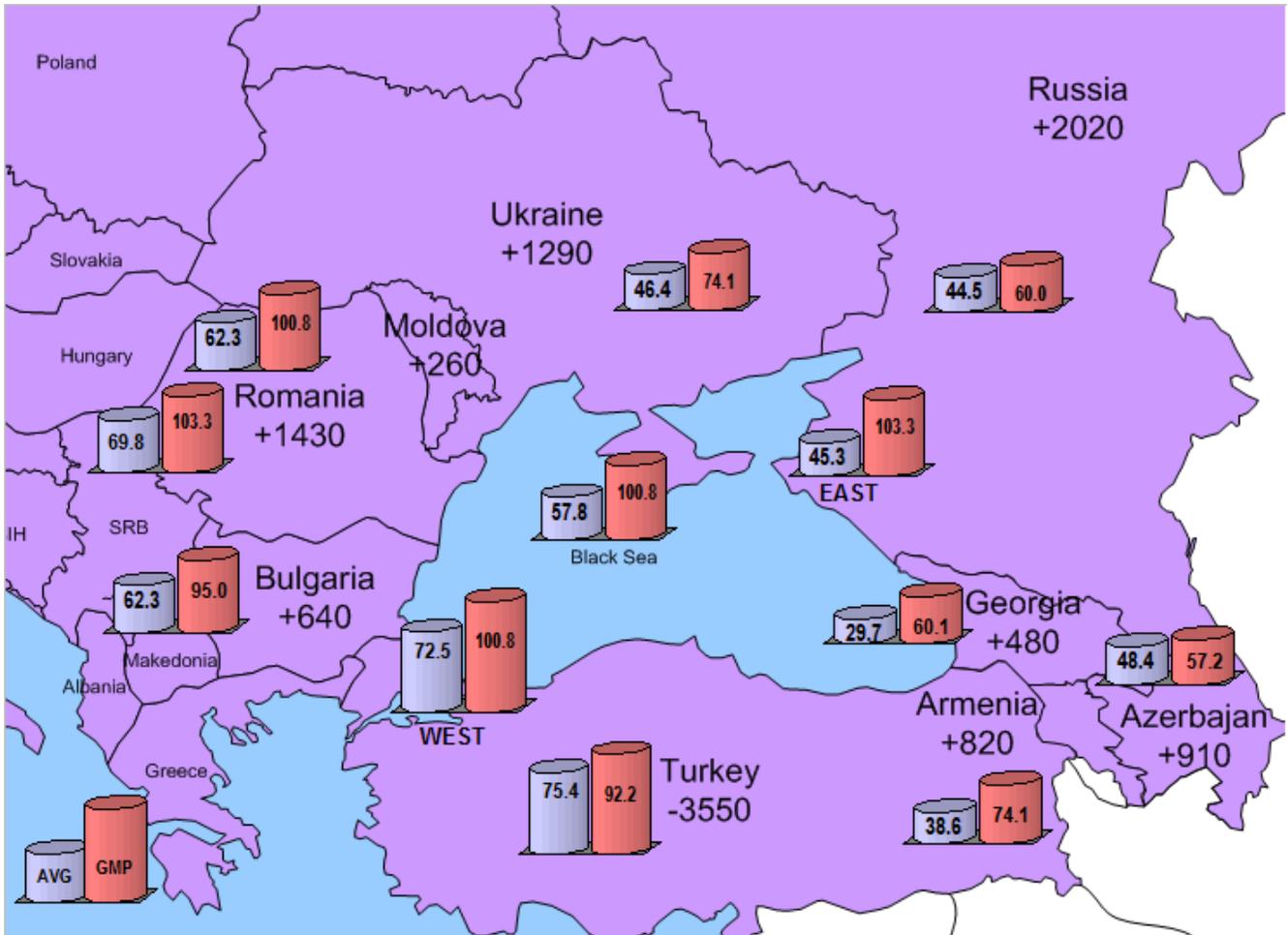


Рисунок 6.5 – Черноморский регион – результаты ОПЭ для зимнего пика 2015 – оптимизация, параллельный, без ограничений



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

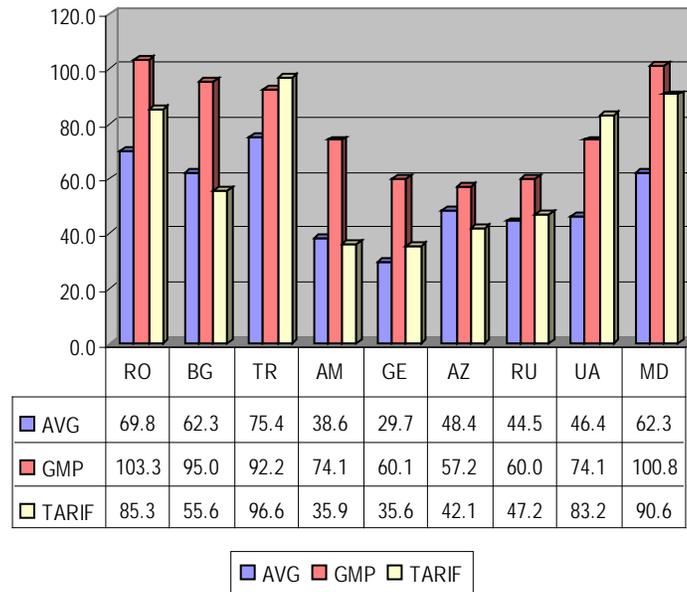


Рисунок 6.6– Черноморский регион – результаты ОПЭ для летнего пика 2015 – оптимизация, параллельный, без ограничений

Результаты ОПЭ оптимизации диспетчерского управления, показанные выше на Рисунках 6.5 и 6.6 в сравнении с результатами без оптимизации, сводятся к следующему:

В режиме зимнего максимума, после оптимизации всего региона в параллельном режиме, наблюдаются значительные подвижки в паттернах производства, что показано в следующей таблице. Средняя цена снижена с 56.2 до 55.0 \$/MWh, и общая экономия для оптимального режима составит 112,000 \$ в час, или 1.7%.

Результаты оптимизации в параллельном режиме-без ограничений

Зима 2015 - Баланс [MW]	RO	BG	TR	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	1,000	1000	-850	1,000	900	1,200	50	-50	570	56.2
С оптимизацией	2,050	420	-3390	840	930	2,510	280	250	960	55.0
Дельта генерац	1,050	-580	-2540	-160	30	1,310	230	300	390	-1.7% / -112,000 \$/h

В режиме летнего максимума, после оптимизации всего региона в параллельном режиме, наблюдаются значительные подвижки в паттернах производства, что показано в следующей таблице. Средняя цена снижена с 56.9 до 56.0 \$/MWh и общая экономия для оптимального режима составит 58,900 \$ в час, или 1.01%.

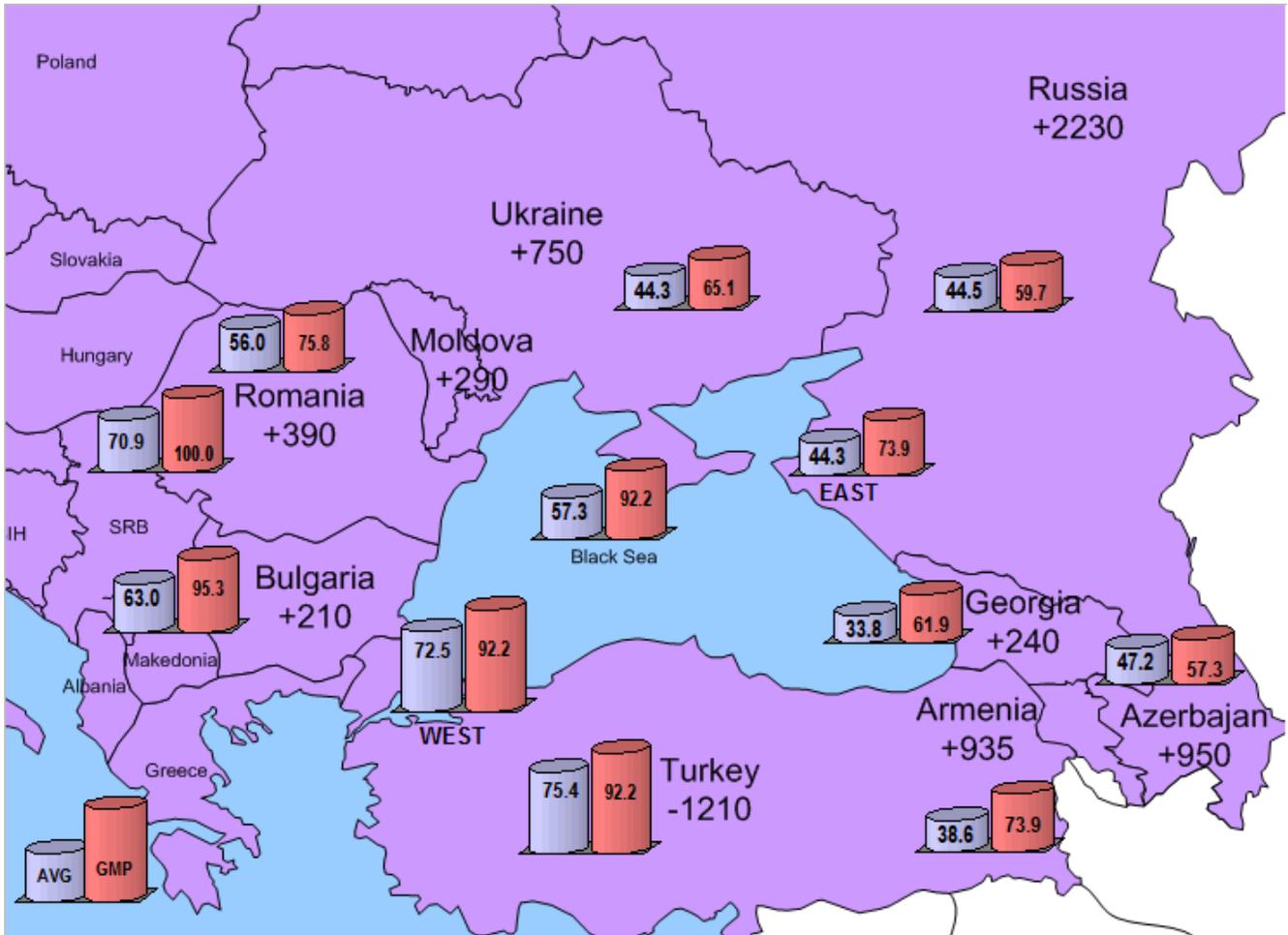
Результаты оптимизации в параллельном режиме-без ограничений

Лето 2015 - Баланс [MW]	RO	BG	TR	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	1,000	1,050	-850	590	750	1,365	0	0	570	56.9
С оптимизацией	1,430	640	-3,550	1290	820	2,020	260	480	910	56.0
Дельта генерац	430	-410	-2,700	700	70	655	260	480	340	-1.01% / -58,900 \$/h

Эти результаты оптимизации основаны на безусловной пропускной способности системы и дают расчет средней цены на 2015 г. при условии отсутствия системных ограничений. При расчёте с учётом системных ограничений, трансграничный лимит пропускной способности (NTC) между Болгарией и Турцией составляет 650MW (см. Рисунок 5.2) таким образом, даже при отсутствии оптимизации импорт в Турцию 850 MW не возможен в параллельном синхронном режиме. Зимний и летний оптимизированный импорт в Турцию в размере 3,390 MW и 3,550 MW совершенно невозможен без значительной модернизации передающей системы Турции и между Турцией и её соседями. Результаты расчета оптимизации, ограниченные пропускной способностью NTCs, далее представлены в данном отчёте.

Параллельный режим – Оптимизация и Ограничения

В этом последнем смоделированном сценарии, уровни производства проанализированы так, как они представлены в региональной модели зимнего и летнего максимумов 2015 при условии оптимизации диспетчерского управления, работе региональной системы в синхронном параллельном режиме, с учетом системных ограничений и лимите пропускной способности межсистемных соединений. Этот анализ проверяет возможность оптимизации неограниченного обмена, приведённого ранее в данном отчёте, и дает представление о необходимости модернизации системы передачи и проведении дальнейших исследований в целях содействия развитию торговли между СО региона.



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

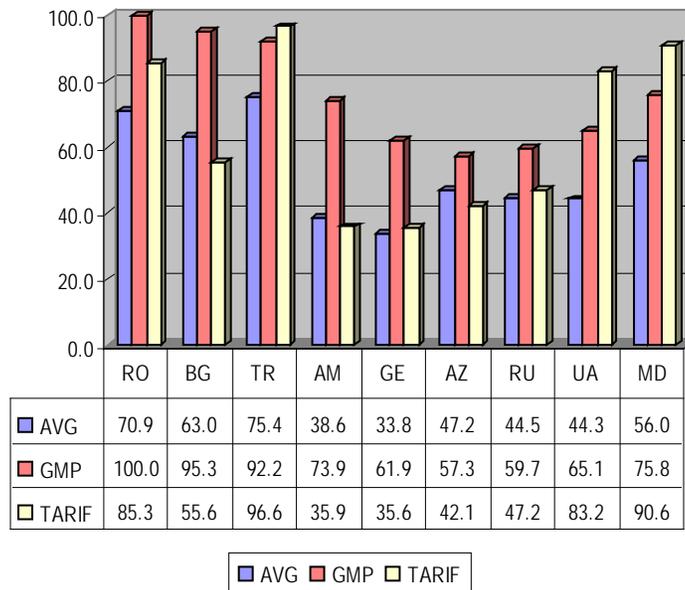


Рисунок 6.7 – Черноморский регион – Результаты ОПЭ для зимнего пика нагрузки 2015 – параллельн., оптимизирован & с ограничениями



AVG – Средняя цена электроэнергии \$/MWh
 GMP – Предельная цена генерации \$/MWh

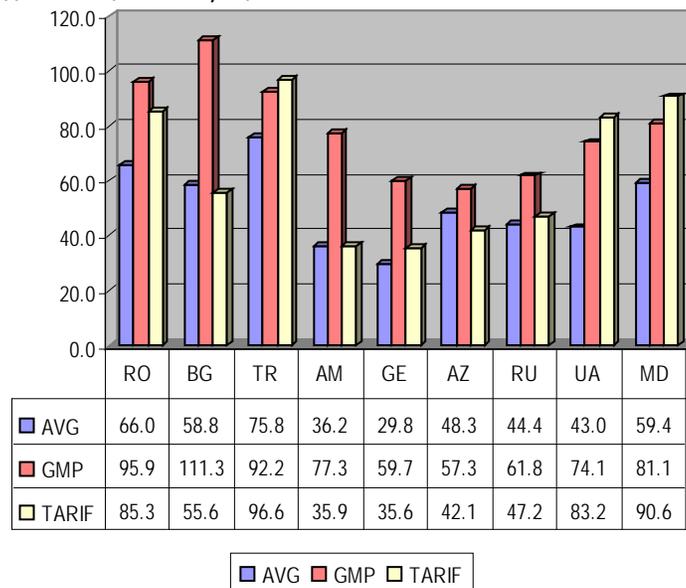


Рисунок 6.8 – Черноморский регион – Результаты ОПЭ для летнего пика нагрузки 2015 – параллельный, оптимизированный & с ограничениями

Результаты ОПЭ оптимизации диспетчерского управления в параллельном синхронном режиме и лимитах пропускной способности на межсистемных соединениях, показанные выше на Рисунках 6.7 и 6.8 в сравнении с результатами без оптимизации, сводятся к следующему:

В режиме зимнего максимума после выполнения оптимизации ограничений, страны на западе значительно сокращают экспорт, в то время как страны на востоке увеличивают. Т.к. лимит пропускной способности между Болгарией и Турцией составляет NTC 650 MW, Турция импортирует 560 MW с региона Кавказа с целью оптимизации импорта до 1,210 MW. Анализ показывает, что большая часть из 560 MW поступает из Азербайджана и Грузии. На Грузино-Турецкой границе существует потенциал, но для зимнего и летнего максимума 2015 в регионе Кавказа не остается резервной мощности. Кроме того, важно заметить, что у России есть возможность экспортировать до 2,230 MW зимой при всех рассматриваемых ограничениях пропускной способности.

Результаты оптимизации в параллельном режиме-с ограничениями

Зима 2015 - Баланс [MW]	RO	BG	TR	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	1000	1000	-850	1000	900	1200	50	-50	570	56.20
С оптимизацией	390	210	-1210	750	935	2230	290	240	950	55.30
Дельта генерац	-610	-790	-360	-250	35	1030	240	290	380	-1.0% / -54,200 \$/h

В режиме летнего максимума после выполнения оптимизации ограничений, аналогичных зимнему сценарию, страны на западе значительно сокращают экспорт, в то время как страны на востоке увеличивают. Сравнение с результатами без оптимизации, показывает экономию 0.2% или 13,800 \$ в час. Следовательно, несмотря на ограничения и лимит пропускной способности, все ещё существует возможность для прибыльной торговли.

Результаты оптимизации в параллельном режиме-с ограничениями

Лето 2015 - Баланс [MW]	RO	BG	TR	UA	AM	RU	MD	GE	AZ	Средняя цена производства [\$/MWh]
Без оптимизации	1000	1050	-850	590	750	1350	50	0	570	56.90
С оптимизацией	60	325	-920	1170	635	1350	170	490	920	56.60
Дельта генерац	-940	-725	-70	580	-115	0	120	490	350	-0.2% / -13,800 \$/h

Таким образом результаты оптимизации работы в параллельном режиме с учетом системных ограничений для летнего и зимнего максимумов показывают, что даже если экономические соображения диктуют увеличение экспорта из Румынии и Болгарии в Турцию, как это следует из раздела отчёта, анализирующего ситуации без учета системных ограничений, лимит пропускной способности на линии трансграничного соединения между Болгарией и Турцией и внутренних линиях энергопередачи в Турции, существенно влияет на это экспорт. Результаты данного исследования также подтверждают, что Россия обладает большим экспортным потенциалом даже с учётом ограничений зимнего и летнего периода.

7 ЗАКЛЮЧЕНИЯ И ВЫВОДЫ

Наращивание потенциала СО «Проекта планирования системы энергопередачи в регионе Чёрного моря»

Данный проект, призванный оценить возможности торговли электроэнергией в Черноморском регионе с использованием функции ОПЭ программного приложения PSS-E, был начат с проведения тренинга для инженеров СО по использованию функции ОПЭ и обновлению моделей потокораспределения нагрузки и динамической, с учётом данных о перспективном планировании новой генерации и развитии системы энергопередачи, включая данные о планируемой мощности интегрируемых в систему возобновляемых источников энергии. Затем, после сбора данных, необходимых для проведения анализов ОПЭ, системные операторы приняли участие в разработке национальных моделей ОПЭ, включая расчет универсальных кривых стоимости генерации. Следующим шагом стало интегрирование протестированных и утвержденных СО национальных моделей в одну, региональную, используемую в данном проекте. Таким образом у СО появился новый инструмент – национальные и региональные модели PSSE/OPF зимнего и летнего пиков нагрузки 2015 и 2020 г.г., позволяющие не только продолжать технический анализ потокораспределения и динамический анализ, но и проводить анализ рынка, моделируя операции по торговле электроэнергией на региональных рынках. .

Расчёты средней стоимости производства (AVG)

Используя модели зимнего и летнего пиков нагрузки ОПЭ 2015 г., включающих в себя кривые стоимости генерации, которые показывают отношение между мощностью генератора и стоимостью топлива для каждого из энергоблоков в регионе, среднюю стоимость производства (AVG) и «маржинальные цены» генерации, которые были рассчитаны и представлены в этом отчёте в двух синхронных режимах и различных сценариях, рассматривающих оптимизацию и системные ограничения. Важно помнить, что эти результаты отражают «состояние на один час» зимнего и «состояние на один час» летнего пика нагрузки, и что в дальнейшем потребуется расчёт средней стоимости производства и возможностей обмена для других периодов.

Из основных выводов о средней себестоимости производства в регионе проекта BSTP, представленных в разделе 6 данного отчёта следует, что в странах ENTSO-E – Румынии, Болгарии и Турции величина средней стоимости производства выше, чем в странах IPS/UPS – Грузии, Армении, Азербайджане, России, Украине и Молдове. Детальное объяснение данного факта выходит за рамки данного исследования, но все объяснения основываются на типе генерации в каждой стране, износе парка оборудования и влиянии капитальных затрат, расходов на топливо и эффективность используемого топлива.

Самая высокая средняя стоимости производства в Турции, она составляет \$75/ MWh или выше в каждом сценарии для зимнего и летнего пиков. Не смотря на то, что Турция обладает адекватной генерирующей мощностью для удовлетворения спроса в 2015, она является импортёром энергии, т.к. цены импортируемой электроэнергии ниже, чем стоимость внутренней генерации. Одной из основных причин такой высокой стоимости генерации в Турции является импорт традиционных источников (уголь, природный газ) для производства электроэнергии.

Самая низкая величина средней стоимости производства в Грузии, где она составляет \$35/ MWh или ниже в каждом сценарии для зимнего и летнего пиков. В 2015, Грузия не будет самым крупным экспортёром электроэнергии; исследование определяет 240 MW экспорта зимой и 490 MW в летний период в режиме параллельной работы с учётом системных ограничений. Правда, Грузия планирует резко увеличить производство гидроэлектроэнергии, что позволяет получать другие результаты в анализе ОПЭ 2020 г. Другими производителями дешёвой электроэнергии в регионе являются Армения (\$40/ MWh) или Азербайджан (\$48/ MWh), потенциал экспорта которых составляет 600-950 MW в 2015 г. Самым влиятельным экспортёром в регионе является Россия с показателем AVG в \$45/ MWh или меньше для каждого из сценариев, в режиме параллельной работы с учетом системных ограничений, имеющая возможности экспортировать 2,230 MW в зимний и 1,350 MW летний пик нагрузки.

Расчёт экспорта и импорта

Как уже обсуждалось выше, Турция готова к большому объёму импорта из-за высокой стоимости собственной генерации, а у остальных стран – участниц проекта есть возможность экспортировать электроэнергию по низким ценам. В данном исследовании для рассмотрения были выбраны два сценария синхронного режима работы; разделённый режим отражает возможную работу в 2015 г. и параллельный режим, который возможно никогда не станет реальностью, но показывает возможности поток при условии наличия всей необходимой инфраструктуры. Результаты параллельного режима позволяют инвесторам получить картину возможного расположения в будущем генерирующих мощностей и систем электропередачи.

В таблице, приведённой ниже и составленной на основе результатов, полученных в разделе б данного отчёта, Турция имеет спрос в летний и зимний периоды, а все другие страны имеют возможность экспорта. В этой таблице отражен размер экспорта MW положительными величинами и импорта MW – отрицательными для летнего и зимнего параллельных режимов. Данные “Без оптимизации” для каждой страны определяют величину мощности, которую каждый СО определяет возможной согласно их энергетическому балансу, без учёта цен и спроса. В данном исследовании ОПЭ используется для расчета оптимизации экспорта и импорта на основе стоимости производства в каждой из стран; это значение без учета системных ограничений показано как “Оптимальное”. И наконец, оптимизированная модель ОПЭ с ограничением чистой пропускной способности. Результаты этого моделирования приведены как “С ограничениями”.

2015 Экспорт (+) и Импорт (-) в MW

<u>Synchr. Mode</u>	<u>RO</u>	<u>BG</u>	<u>TR</u>	<u>AM</u>	<u>GE</u>	<u>AZ</u>	<u>RU</u>	<u>UA</u>	<u>MD</u>
Winter Parallel									
Not Optimized	1000	1000	-850	900	-50	570	1200	1000	50
Optimized	2050	420	-3390	930	250	960	2510	840	280
Constrained	390	210	-1210	935	240	950	2230	750	290
Summer Parallel									
Not Optimized	1000	1050	-850	750	0	570	1365	590	0
Optimized	1430	640	-3550	820	480	910	2020	1290	260
Constrained	60	325	-920	635	490	920	1350	1170	170

До проведения данного исследования, турецкая модель BSTP PSS/E на 2015 г. предполагала импорт 850 MW из Румынии и Болгарии и остальных стран ENTSO/E. Из результатов этого отчёта видно, что без учета системных ограничений в параллельном режиме работы, Турция могла бы импортировать 3,390 MW зимой и 3,550 MW летний период. Правда, рассматриваемые системные ограничения, включающие в себя лимит внутренней и трансграничной передачи, снижают эти показатели до 1,210 MW в зимний и 920 MW в летний периоды. Эти объёмы импорта поставляются в Турцию Румынией и Болгарией через межсистемную линию Греция-Турция, и Грузией, Арменией и Азербайджаном через межсистемную линию Грузия-Турция.

Россия является одним из производителей электроэнергии по низким ценам в регионе (\$45/MWh) и согласно расчёта ОПЭ, экономический потенциал экспорта Россия (без учета ограничений) составляет 2,510 MW в зимний и 2,020 MW в летний периоды; что делает её крупнейшим поставщиком в регионе. Важный вывод заключается в том, что в зимний пик нагрузки Россия может экспортировать до 2,230 MW и при наличии системных ограничений, что в два раза превосходит возможности экспорта следующего по величине экспортёра – Азербайджан.

При рассмотрении возможностей экспорта Армении, Грузии и Азербайджана в 2015 г., важно учитывать планы по развитию генерации и систем передачи, принятым во всех трёх странах. К 2020 картина радикально изменится с учётом развития гидрогенерации в Грузии, газогенерации в Азербайджане и добавлении новых мощностей атомной генерации в Армении.

И подводя итогу, можно сказать, что ОПЭ оптимизация планирования экспорта/импорта путём проведения расчета средней стоимости производства и с учетом системных ограничений, лимитирующих передающие мощности, показала, что экспорт из Румынии и Болгарии значительно снижается, в то время как экспорт из России, Грузии и Азербайджана увеличивается. В тоже время при снижении в Румынии и Болгарии, средние стоимости производства значительно повышаются; с \$67.1/ MWh до \$70.9/ MWh в Румынии и с \$60.1/ MWh до \$63.0/ MWh в Болгарии. Это увеличение связано с высокой стоимостью ветрогенерации и установок комбинированного цикла (в зимнем режиме), что типично для обеих стран.

Расчет экономии от оптимизации

Модуль программы PSSE/OPF является мощным инструментом для выбора оптимального соотношения передающей системы. ОПЭ используется с целью выражения стоимости в терминах переменных энергосистем (например, расход топлива для производства электроэнергии является важным для генерации среди других составляющих). ОПЭ автоматически корректирует участие других составляющих в процессе генерации, включая лимит возможностей, сокращая тем самым общую стоимость топлива или потерь и др. В разделе 6 данного исследования представлены расчеты не оптимизированного процесса в сравнении с оптимальными результатами, включая изменения средней стоимости производства для региона (\$/MWh) так же, как общий экономический эффект оптимизации (\$/hour).

При замещении в процессе оптимизации высокой стоимости производства более низкой в режиме отсутствия ограничений, экономия может быть существенной. Например, при оптимизации разделенного режима работы зимнего пика системы IPS/UPS, средняя стоимость производства сокращается с \$44.2/ MWh до \$42.9/ MWh; экономия составляет \$98,060/hour

(3.5%) для региона IPS/UPS. Когда весь регион BSTP работает в оптимальном параллельном режиме в зимний период, экономия составляет \$112,000/hour (1.7%) для региона. Величина сбережений составит \$200 million в год для всего региона при увеличении объёмов торговли в результате процесса оптимизации только на 2,000 часов в год.

Анализ чувствительности

Для проведения данного исследования потребовались провести несколько обновлений, таких как создание новой базы данных ОПЭ, расчёт «номинальной стоимости» (Table 2.1) и подготовка универсальных кривых стоимости генерации. Каждый шаг этого процесса имеет важное значение для результатов данного исследования. В целях оценки влияния изменения исходных параметров исследования на его конечные результаты, предлагается проведение Анализа чувствительности с целью определения, какой из параметров наиболее влияет на результаты исследования. Предлагается проанализировать следующие допущения;

- 20 - летний период платежа, влияющий на величину капитальных вложений и дающий преимущества энергоблокам, находящимся с эксплуатации более 21 года.
- Проведение расчетов на ценах на топливо 2015 года; особенного природного газа и нефти
- Кривых затрат, рассчитанных для каждого типа электростанций.
- Предполагаемой стоимости выбросов CO₂. Расчет величины NTCs в регионе включая влияние Динамической Стабильности в некоторых областях региона.

Эти и другие исходные параметры могут варьироваться в рамках возможных значений с целью измерения влияния изменений на результаты исследования. Определение параметра имеющего наибольшее влияние даст возможность проведению дополнительных исследований и расчетов, с целью корректировки этих влияний, что в конечном счете увеличит валидность результатов.

8 References

General references

- [1] **"UCTE Operation Handbook"**; UCTE; 2011.
- [2] **"Annual Energy Outlook 2009 (revised)"**; Energy Information Administration; April 2009
- [3] **"Power plant engineering"**; A.K. Raja, A.P. Srivastava, M.Dwivedi; New Age International (P) Ltd., Publishers; 2006
- [4] **"Projected costs of Generating Electricity"**; International Energy Agency, Nuclear Energy Agency ; 2005
- [5] **"Comparison of Electricity Generation Costs"**; LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY ; 2008
- [6] **"A Review of Electricity Unit cost estimates"**; UKERC ; 2008
- [7] **"Projected Costs of Generating Electricity"**; WADE ; 2006
- [8] **"The Costs of Generating"**; Royal Academy of Engineering ; 2005
- [9] **"US Energy overview-Electric Power Monthly"**; U.S. Department of Energy - Energy Information Administration ; 2009
- [10] **"PSS/E 33.0 Documentation"**, PTI-Siemens, May 2011
- [11] **"Power System Stability and Control"**, P. S. Kundur, McGraw Hill Inc., New York 1994.
- [12] **"NARUC Black Sea activity and RES Country Profiles"**, NARUC, USAID; 2011.

Armenia

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

Bulgaria

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

Georgia

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

Moldova

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

Romania

- [26] **“National Renewable Energy Action Plan”**; Ministry of Economy, Bucharest; 2010
- [27] **“Grid Development Plan”**; Transelectrica S.A., Bucharest; 2010
- [28] **“Updated lists of renewable projects”**; Transelectrica S.A., Bucharest; June 2011

Russia

- [29] **“Russian electricity market - Current state and perspectives”**; Rinat Abdurafikov, VTT 2009.

Turkey

- [30] **“10-YEAR GENERATION CAPACITY PROJECTION (2010 – 2019)”**; TEIAS; 2010.
- [31] **“Electricity Market Law (No. 4628)”**; Turkish government; 2010.
- [32] **“Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electrical Energy (No.5346)”**; Turkish government; 2010.
- [33] **“Geothermal Resources and Natural Mineral Waters Law (No. 5686)”**; Turkish government; 2010.

Ukraine

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