

**Технико-экономическое  
обоснование:  
Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС  
с UCTE**



**Обзор основных работ и  
результатов Проекта**

**декабрь 2008 г.**

**(Неофициальный перевод с английского  
языка)**

при поддержке



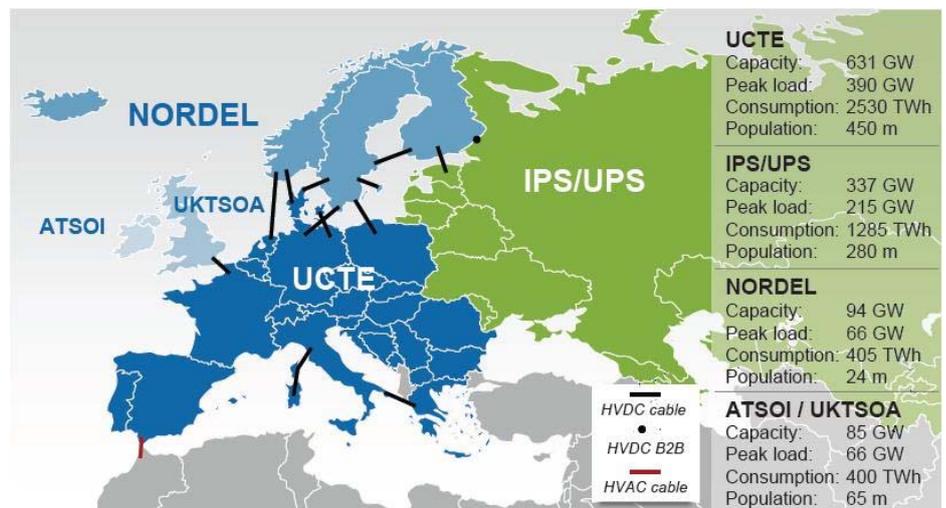
## Введение

В начале 2002 г. Электроэнергетический совет Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ) выразил заинтересованность в синхронном объединении энергосистем стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) с энергосистемами стран, входящих в Союз по Координации Передачи Электроэнергии (UCTE).

Вследствие этого UCTE принял решение осуществить предварительное исследование для анализа потокораспределения в установившихся режимах [1]. После завершения в 2003 г. этого исследования UCTE и Комиссия ЭЭС СНГ по оперативно-технологической координации (КОТК) договорились выполнить детальное Технико-экономическое обоснование (ТЭО) синхронного объединения указанных энергосистем.

Этот проект выполнялся совместно Консорциумом UCTE и Группой компаний ЕЭС/ОЭС. Географический обзор и некоторые ключевые цифры, характеризующие различные синхронные зоны Европы, представлены на Рис. 1

Рисунок 1.  
Синхронные зоны Европы



ТЭО призвано ответить на три основных вопроса:

- Возможно ли полное синхронное объединение ЕЭС/ОЭС и UCTE?
- Каковы обязательные требования с обеих сторон?
- Каковы будут связанные с этим затраты?

Это исследование уникально по своим задачам и масштабу. В настоящее время в мире не существует электроэнергетической системы, охватывающей более 10 часовых поясов и имеющей различные характеристики нагрузки, структуры сетей и генерирующих мощностей. Исследуемые энергосистемы обеспечивают электроэнергией более 700 миллионов человек на двух континентах.

Хотя определенные усилия по оценке возможности объединения предпринимались ранее, настоящее исследование стало беспрецедентным с точки зрения объема задействованных ресурсов, использования передовых методов и технологий.

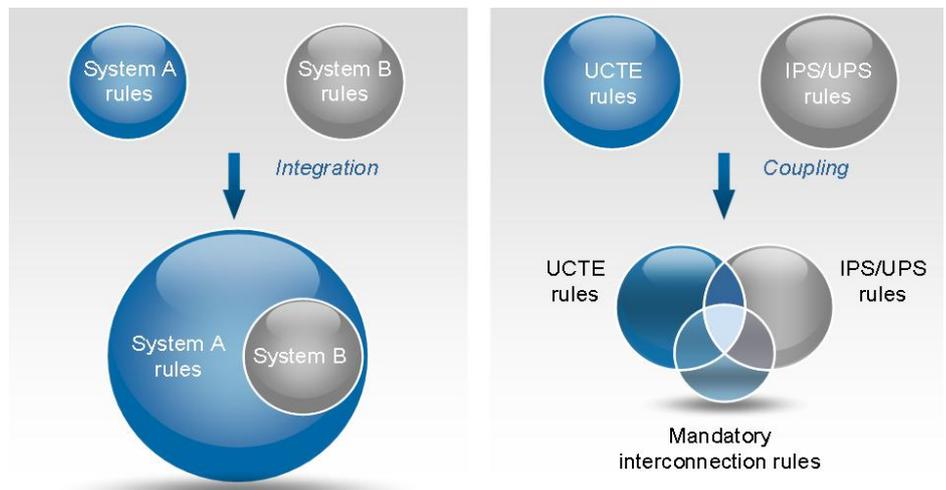
Впервые на объединенных динамических моделях ЕЭС/ОЭС и UCTE выполнены исследования динамического поведения, в том числе межсистемных колебаний протяженных энергосистем.

В Итоговом отчете приведен обзор работ за период с апреля 2005 г. по апрель 2008 г., а также полученные результаты и выводы. Кроме того, даны рекомендации относительно возможных дальнейших исследований и действий. Результаты проекта будут использованы в качестве основы для принятия сторонами последующих решений по развитию своих энергосистем.

### Объем работ

Основная цель исследования заключалась в изучении возможности и условий синхронного объединения энергосистем Востока и Запада с технической, эксплуатационной, организационной и юридической точек зрения. Кроме того, было необходимо определить перечень мероприятий, которые требуется реализовать в обеих энергосистемах для объединения, и осуществить оценку соответствующих затрат. Разработка проекта представляла собой комбинацию исследований синхронно объединенных энергосистем и численного моделирования режимов их работы при условии, что Стороны в основном сохраняют собственные правила и стандарты функционирования. При этом поддержание должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем было и является главным предварительным условием и важнейшей задачей, подлежащей решению совместными усилиями специалистов ЕЭС/ОЭС и UCTE.

Рисунок 2.  
Принципы интеграции и принципы объединения энергосистем



До сих пор все расширения синхронной зоны UCTE базировались на двух важнейших принципах, которые соблюдались всеми Системными Операторами (СО). Это – принятие общей совокупности норм и стандартов эксплуатации и развития энергообъединений, а также поддержка принципов общего рынка электроэнергии. Эти принципы брались за основу при подключении к UCTE относительно небольших энергосистем, при этом в них поэтапно принимались все действующие в UCTE стандарты и нормы по эксплуатации и надежности.

Однако граничные условия настоящего ТЭО существенно отличаются от тех, которые были применены в предыдущих объединениях. В отличие от стандартной процедуры *интеграции* энергосистем в UCTE в ТЭО исследовалось электрическое *соединение* двух крупных энергосистем, где действуют разные нормы и правила и применяются различные принципы эксплуатации. Рис. 2 демонстрирует принципы интеграции и принципы соединения энергосистем.

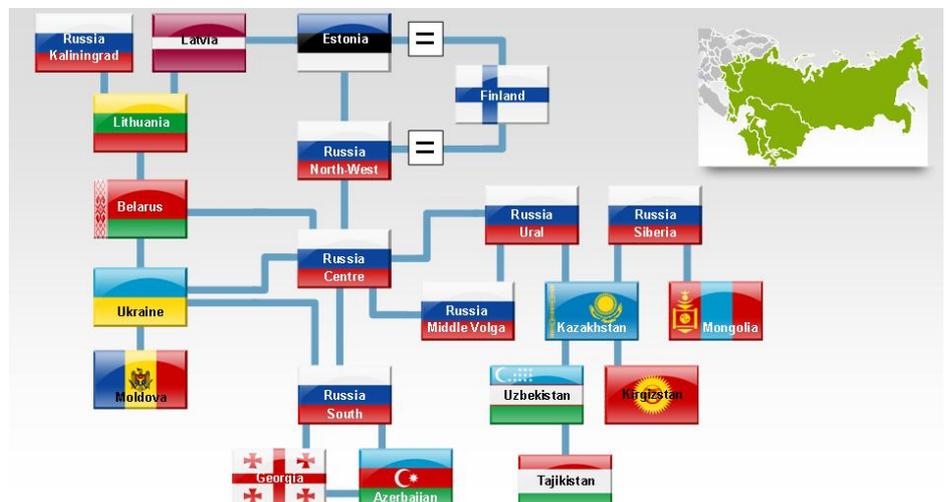
Обе синхронные зоны длительно эксплуатируются независимо, в каждой применяются свои эксплуатационные правила и процедуры. Поэтому для обеспечения надежности совместной работы возможность синхронного соединения необходимо определить не только в терминах совместимости по техническим параметрам, но и с точки зрения организации и управления в рамках последовательной юридической структуры. Чтобы исключить взаимное отрицательное воздействие систем, следовало определить совокупность обязательных технических, организационных и юридических требований, сохранив при этом после объединения, насколько возможно, без изменений технические нормы и внутренние правила, действующие в каждой из систем, при условии, что это не скажется на надежности их функционирования.

### Организация проекта

Для выполнения исследования образованы два консорциума.

В Консорциум UCTE, отвечавший за проект, вошли следующие 11 СО из 9 стран: E.ON Netz GmbH (Германия), выступавший в качестве лидера Консорциума, ELIA System Operator S.A. (Бельгия), MAVIR Hungarian Power System Operator Company (Венгрия), Electricita Sistemem Operator EAD (Болгария), PSE-Operator S.A. (Польша), Red Electrica de Espana S.A. (Испания), Reseau de Transport d'Electricite (Франция), RWE Transportnetz Strom GmbH (Германия), Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a.s. (Словацкая республика), National Power Grid Company "Transelectrica" (Румыния) и Vattenfall Europe Transmission GmbH (Германия).

Рисунок 3.  
Структура и  
государства-члены  
ЕЭС/ОЭС



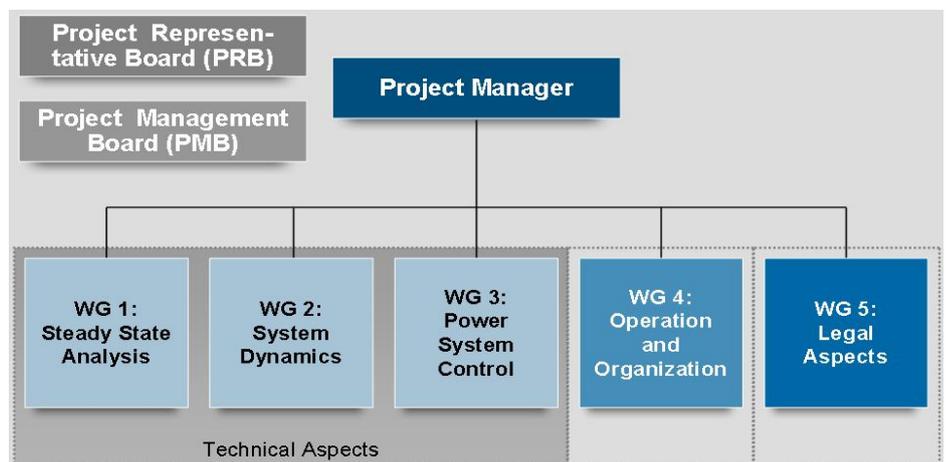
Со стороны ЕЭС/ОЭС сформирована группа из 8 компаний: Белэнерго (Беларусь), Eesti Energia (Эстония), КЕГОС (Казахстан), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija AB (Литва), Укрэнерго (Украина), Moldelectrica (Молдова) и Системный оператор Единой энергетической системы России. Последний выполнял координирующие функции для восточноевропейских коллег. Обзор структуры и государств-членов ЕЭС/ОЭС представлен на Рис. 3.

Исследование, длившееся 3 года, стартовало в апреле 2005 г. после подписания обеими Сторонами Соглашения о сотрудничестве. Проект имеет большое значение для дальнейшего прогресса в области электроэнергетики. Европейская Комиссия, одно из направлений политики которой заключается в содействии созданию открытого рынка электроэнергии в Европе, проявляет большой интерес к результатам исследования. Работа консорциума UCTE частично финансировалась по линии программы Европейской Комиссии «Трансьевропейская электрическая сеть» Генерального директората по транспорту и энергии (DG-TREN).

Перед фактическим началом реализации проекта было подготовлено Техническое Задание (ТЗ), содержащее детальное описание объема работ и процедуры исследования. Работы по проекту в целом, подразделялись на 3 этапа:

1. Сбор данных и моделирование системы.
2. Верификация моделей и расчеты.
3. Результаты и выводы.

Рисунок 4.  
Организационная  
структура проекта



Организационная структура проекта представлена на Рис. 4. Работы в рамках исследования были проведены группой специалистов UCTE и ЕЭС/ОЭС. Были созданы пять рабочих групп по направлениям: анализ установившихся режимов, динамика, управление энергосистемой, эксплуатация и организация, юридические аспекты. Вся внутренняя и внешняя деятельность координировалась руководством проекта.

Для управления проектом также были сформированы:

- Представительский совет проекта (PRB), ответственный за

информирование по проекту политических структур и организацию его поддержки. В него вошли представители Европейского парламента и Европейской комиссии, UCTE, ЭЭС СНГ, стран Балтии, системных операторов и компаний ЕЭС/ОЭС;

- Орган управления проектом (РМВ), ответственный за управление выполнением исследования и принятием решений по основным вопросам. Он также утверждал отчеты рабочих групп о проведенной работе. Данный орган состоял из представителей Консорциума UCTE и Группы компаний ЕЭС/ОЭС.

### Сбор информации и данных, моделирование

Сбор данных и подготовка моделей энергосистем являлись ключевыми предпосылками для получения высококачественных результатов исследования. В этом отношении обязательства обеих Сторон по предоставлению данных и моделей были зафиксированы в Соглашении о сотрудничестве, подписанном между Консорциумом UCTE и Группой компаний ЕЭС/ОЭС. Стороны согласились, что качество результатов моделирования непосредственно зависит от качества исходных данных. Соответственно, предоставление необходимых данных и информации было признано *непременным условием* успешного завершения исследования.

После запуска проекта в апреле 2005 г. первые работы заключались в изучении текущего состояния ЕЭС/ОЭС в техническом, организационном и юридическом плане. В июне 2005 г. Стороны согласовали *Вопросник по сбору данных ЕЭС/ОЭС*. Вопросник основан на процедурах сбора данных, использовавшихся ранее в аналогичных исследованиях UCTE. Он содержал описание исходных данных, необходимых для моделирования установившихся режимов и динамики, а также данных по управлению энергосистемой, эксплуатации и организационным аспектам. Аналогичная процедура сбора данных была использована в UCTE. Выполнение этих процедур было необходимо для обеспечения требуемого качества исследований. Для определения правовых условий для обеих сторон был разработан отдельный юридический вопросник.

В ходе выполнения исследования выявилось, что сбор исходных данных оказался наиболее сложным этапом. Хотя определенная информация была собрана, ее объем не всегда был достаточен. Соответственно был найден компромисс, который позволил провести исследование на основе имеющейся информации в заданные сроки. С целью выполнения условий технического задания специалисты ЕЭС/ОЭС и UCTE при необходимости использовали экспертные оценки или информацию из литературы.

Расчетные модели энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС были разработаны на основе их текущего состояния, т.е. отдельно работающих синхронных зон. Каждая сторона отвечала за разработку своей модели и ее верификацию путем сравнения измерений и результатов моделирования. После этого

индивидуальные модели были объединены с целью получения общих расчетных моделей для исследования возможного синхронного объединения. С учетом имеющихся знаний и опыта UCTE и ЕЭС/ОЭС концентрировались на изучении каждой своей синхронной зоны.

Расчетные модели были разработаны на основе всей имевшейся информации. В результате было получено детализированное описание структуры энергосистемы в зоне интерфейса. В случае отсутствия данных или невозможности их распространения, например, в силу юридических ограничений, использовались верифицированные эквивалентные модели.

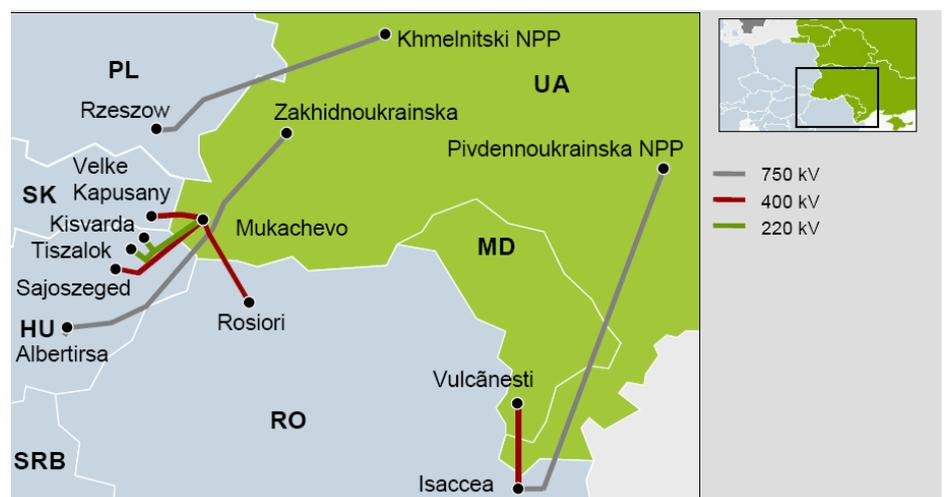
### Анализ, выводы и результаты

Первый этап, предшествовавший исследованию технических и организационных аспектов объединения, был посвящен анализу результатов предыдущих исследований [1, 2, 3, 4, 5], выполненному всеми рабочими группами по своим направлениям. Общий обзор структуры, основные цифры и общие сведения об эксплуатации ЕЭС/ОЭС приведены в *Обзоре текущего состояния ЕЭС/ОЭС*, завершеном в феврале 2006 г.

Параллельно со сбором данных в ЕЭС/ОЭС начались работы по созданию Системы мониторинга переходных режимов (СМПР), аналогичной действующей в UCTE [6]. Создание такой системы было необходимо для верификации динамических моделей энергосистемы. С начала 2007 г. имеется возможность исследовать динамическое поведение энергообъединения ЕЭС/ОЭС в целом, например, после технологических нарушений. К апрелю 2008 г. в ЕЭС/ОЭС было установлено 26 регистраторов. В UCTE в настоящее время установлено около 50 приборов, синхронизированных по времени.

С целью определения необходимых технических терминов и обеспечения базы взаимодействия в ходе исследования был разработан *Технический Глоссарий Проекта*.

Рисунок 5.  
Рассматриваемые  
межсистемные  
линии интерфейса



Девять межсистемных линий (три по 750 кВ, четыре по 400 кВ и две по 220 кВ), рассматриваемые как готовые к объединению, представлены на Рис. 5: восемь линий соединяют Украину с

западными соседями и одна линия 400 кВ соединяет передающую систему Молдовы с Румынией.

Эти ВЛ и энергосистема «Мир» входили в состав ЕЭС/ОЭС до 1995 г., когда Польша, Венгрия, Словакия и Чехия объединились на синхронную работу с UCTE. Для синхронного соединения UCTE с ЕЭС/ОЭС некоторые из этих линий необходимо отремонтировать и частично реконструировать.

В связи с автономным развитием в прошлом между UCTE и ЕЭС/ОЭС имеются значительные различия в структуре систем и определенная разница в принципах эксплуатации. В то время как планирование развития системы UCTE следует критерию n-1, в ЕЭС/ОЭС этот критерий выполняется с помощью управляющих воздействий, которые сводятся в основном к отключению нагрузки и генерации.

Выводы и результаты исследования в основном подтверждают заключения, сделанные в ходе предыдущих проектов, а также позволяют обновить эти результаты и рассмотреть их в более широком контексте, включающем организационные и юридические задачи и аспекты. Соответственно, созданные в ходе выполнения проекта модели для расчетов установившихся режимов и динамики представляют собой одно из ценных достижений. Исследования динамики, впервые выполненные на столь масштабных моделях, показали, что динамические процессы налагают наибольшие ограничения на расширение энергосистемы по сравнению с ограничениями в установившихся режимах.

Основные результаты и выводы в отношении возможного синхронного соединения UCTE и ЕЭС/ОЭС и влияния этого соединения на энергообъединение UCTE следующие:

### **Результаты анализа установившихся режимов**

Модели для анализа установившихся режимов и соответствующего перетока мощности отражают плановое состояние обеих синхронных зон на 2008 г. Результаты расчета перетока мощности в установившихся режимах позволяют сделать следующие заключения.

- Стороны использовали различные методологии и модели для анализа перетока мощности в своих синхронных зонах в зависимости от критериев планирования и эксплуатации. Расчеты показали, что в большинстве случаев допустимый переток мощности в ЕЭС/ОЭС в значительной степени выше, чем пределы, выявленные в UCTE.
- Поскольку перетоки мощности через интерфейс проходят в основном через Украину, они весьма чувствительны к графикам загрузки генераторов в Украине и странах, граничащих с ней на западе.
- В большинстве случаев обмена ограничены внутренними сечениями в каждой синхронной зоне. Перетоки мощности на короткие расстояния между странами интерфейса при передаче Восток – Запад ограничены величинами от 1000 до

3000 МВт. Расчетные предельные перетоки в направлении Запад – Восток не превышают 1000 МВт.

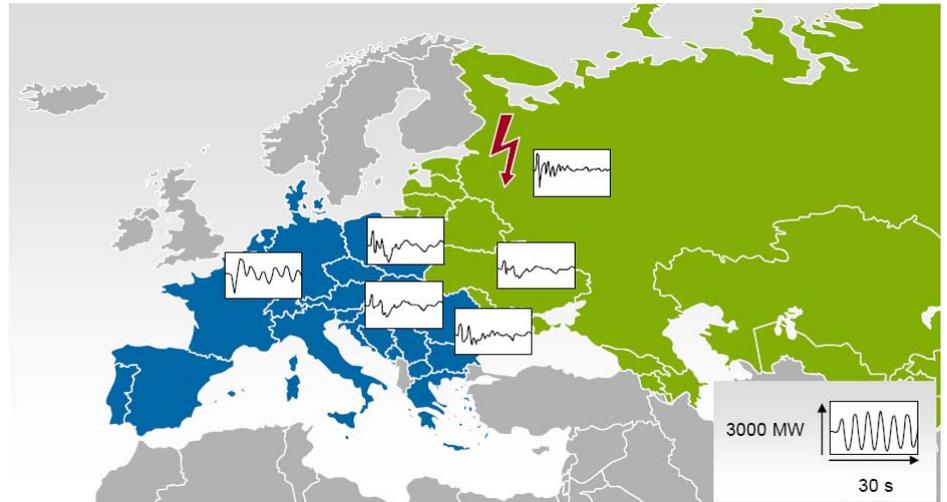
- Численное моделирование однозначно показывает, что при наличии синхронной связи между энергосистемами возможности передачи электроэнергии на большие расстояния довольно ограничены. Почти в 50 % промоделированных режимов передачи электроэнергии на большие расстояния (например, из России в ФРГ или Италию) значение мощности, которую можно передать через интерфейс, было меньше, чем обязательное для поддержания резерва регулирования. Чтобы обеспечить устойчивость функционирования энергосистемы UCTE после синхронного объединения с ЕЭС/ОЭС, в сети UCTE следует произвести модернизацию либо снизить имеющуюся в настоящее время в UCTE располагаемую мощность для нужд рынка. Чтобы получить реалистическую оценку необходимых капиталовложений, следует сначала выполнить долгосрочный прогноз развития рынка.
- Ограничения по межсистемной пропускной способности в UCTE обусловлены высоким коэффициентом использования системообразующих и высоковольтных распределительных сетей в UCTE. Межсистемная пропускная способность на стороне UCTE еще более снижается вследствие той важности, которую придают в системе использованию возобновляемых источников энергии (ветрогенераторов).

### **Моделирование системы в динамике**

На основе моделей установившихся режимов были независимо разработаны и верифицированы динамические расчетные модели обоих энергообъединений. Разработка и проверка корректности динамической модели UCTE осуществляется в течение 15 лет. За это время продемонстрировано хорошее соответствие результатов моделирования фактическим результатам измерений в энергосистеме [7, 8, 9]. Динамическая модель всей синхронной зоны ЕЭС/ОЭС была создана впервые для настоящего исследования. Эта модель верифицирована по записям реальных технологических нарушений, полученным Системой мониторинга переходных режимов, созданной в ЕЭС/ОЭС в 2005 – 2007 годах.

Обе модели были объединены в общую динамическую модель с целью исследования влияния синхронного соединения на устойчивость при малых возмущениях и при переходных процессах.

Рисунок 6. Графики изменения режимных параметров после тяжелых технологических нарушений в ЕЭС/ОЭС



Результаты анализа показывают, что при синхронном соединении возникают колебания, обусловленные структурой системы. На Рис.6 изображен пример колебаний генерирующей мощности синхронно соединенных энергосистем после значительного возмущения в Северо-Западной части ЕЭС/ОЭС. Эти колебания создают новую и плохо демпфированную гармонику 0,07 Гц и, таким образом, требуют применения специальных методов демпфирования в объединенных энергосистемах. Указанные колебания имеют электромеханическую природу, т.е. роторы генераторов в восточной части колеблются относительно роторов генераторов в западной. Для окончательного решения по поводу надлежащих мер, направленных на демпфирование обнаруженных низкочастотных колебаний (на основе АРВ или регуляторов частоты вращения) требуется дальнейшее развитие динамической модели ЕЭС/ОЭС.

Основные выводы и результаты анализа динамической устойчивости:

- Трехфазные короткие замыкания вблизи интерфейса с последующим нормальным временем отключения с большой вероятностью не скажутся отрицательно на динамической устойчивости связанных систем.
- Анализ более серьезных нарушений показывает, что потенциально возможны более тяжелые последствия для синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и UCTE. Поскольку эти явления имеют в основном структурный характер, для их предотвращения требуются сложные контрмеры и дополнительные исследования.

Анализ аварии в UCTE 4 ноября 2006 г. [10] в условиях синхронного соединения с ЕЭС/ОЭС показал, что указанное соединение ЕЭС/ОЭС и UCTE обеспечивает надежную взаимопомощь не во всех аварийных ситуациях. Напротив, положение может ухудшиться вследствие угрозы потери устойчивости. Моделирование показало, что синхронному соединению крупных энергосистем присущи технические недостатки, приводящие к снижению их надежности в случае

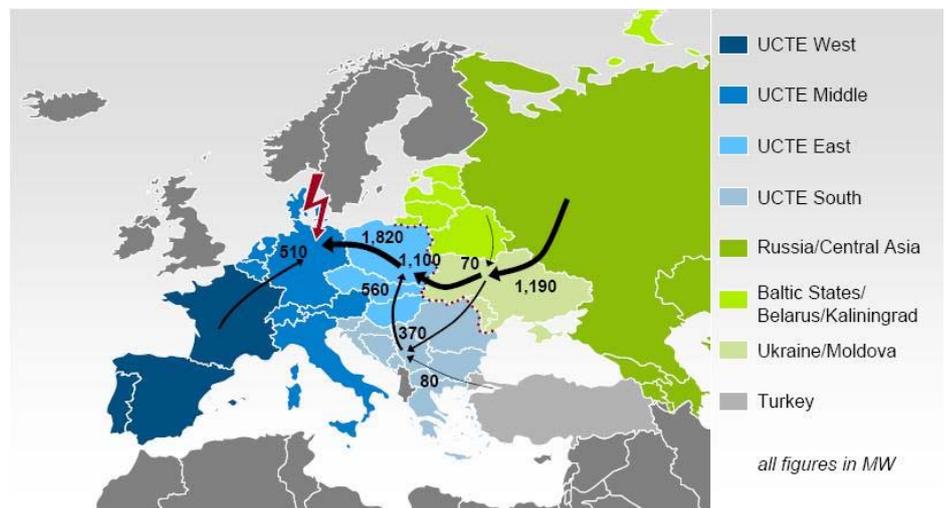
серьезных нештатных ситуаций.

Указанные технические недостатки до определенной степени нивелируют экономически полезный эффект, обусловленный расширением энергосистемы. Первоочередной задачей является предотвращение распространения возмущений и их последствий из одной системы в другую.

### Анализ управления энергосистемами

Синхронное соединение двух энергосистем приводит к снижению отклонений частоты от номинального значения в случае крупномасштабных внезапных отключений генераторов. Это обусловлено взаимной поддержкой систем, которая автоматически обеспечивается первичным регулированием в общей синхронной зоне. Величина и дистанция перетоков мощности возрастают пропорционально мощности синхронной зоны и ее географической протяженности, соответственно.

Рисунок 7.  
Регулируемый переток после аварийного отключения 3000 МВт в UCTE



Установленная мощность и резервы регулирования в обеих системах являются величинами одного порядка. Рис. 7 демонстрирует распределение регулируемого перетока мощности после потери генерируемой мощности в 3000 МВт в Германии. В случае возникновения небаланса мощности 3000 МВт (характерное значение резерва мощности в энергосистеме UCTE) около 1500 МВт регулирующей мощности пройдет через интерфейс.

Необходимо обеспечить надежное прохождение этого перетока мощности, для чего необходимо предусмотреть постоянный резерв пропускной способности на интерфейсе в обоих направлениях.

Таким образом, синхронное соединение UCTE и ЕЭС/ОЭС потребовало бы учета дополнительного запаса на переток регулирующей мощности (англ. Control Power Flow Margin, CPFM) при определении располагаемой пропускной способности (англ. Available Transfer Capacities, ATC). В настоящее время принятые в UCTE определения запаса надежности передачи (англ. Transmission Reliability Margin, TRM) не предполагают учета

запаса на переток регулирующей мощности.

Следовательно, чтобы обеспечить устойчивое функционирование системы, следует определить требуемое значение CRPM и соответственно уменьшить значение располагаемой пропускной способности для рыночных целей на интерфейсе ЕЭС/ОЭС и UCTE.

### Эксплуатация и организация

Организационные аспекты (например, вопросы эксплуатации линий интерфейса, принципы и порядок согласования действий системных операторов на интерфейсе и т.д.) рассматриваются в качестве связующего звена между техническими мероприятиями, их реализацией и необходимой нормативной базой.

С учетом того, что в ЕЭС/ОЭС формально отсутствует общий набор технических стандартов, применимых во всей синхронной зоне, при подготовке «*Процедур взаимодействия на интерфейсе ЕЭС/ОЭС - UCTE*» за основу было принято Руководство по эксплуатации UCTE (англ. UCTE Operation Handbook), использовавшееся как контрольный документ при разработке правил и норм для эксплуатации интерфейса, а также для соответствующего законодательства ЕС.

В проведенных исследованиях была изучена существующая структура ЕЭС/ОЭС. В настоящее время Системный оператор России выполняет функцию поддержания частоты в ЕЭС/ОЭС, в то время как другие энергосистемы осуществляют регулирование сальдо с коррекцией по частоте или без. С точки зрения организации и эксплуатации основное предложение состоит в том, чтобы применить к ЕЭС/ОЭС принятую в UCTE структуру блоков регулирования в предположении, что энергообъединение ЕЭС/ОЭС будет действовать как один блок регулирования.

В будущем в блоковой структуре ЕЭС/ОЭС возможны изменения (в частности, функционирование ОЭС Украины и энергосистемы Молдовы в качестве отдельного блока регулирования). Возможные изменения существующей структуры ЕЭС/ОЭС допустимы при условии, что такие изменения не могут быть реализованы в одностороннем порядке, а подлежат совместному согласованию.

Оператор блока регулирования ЕЭС/ОЭС (ОБР) отвечает за координацию в ЕЭС/ОЭС и как координатор блока регулирования взаимодействует с одним из главных координационных центров UCTE (Браувайлер, Лауфенбург и др.). Для дальнейшей реализации идеи синхронного объединения следует принять решение об использовании структуры блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС и назначить ответственного ОБР.

Чтобы иметь возможность выступать в качестве ОБР, ответственная компания ЕЭС/ОЭС должна изменить алгоритм работы вторичного регулятора (который в настоящее время осуществляет только регулирование частоты) для регулирования частоты и перетоков мощности, для чего необходимо обеспечить передачу в регулятор телеизмерений перетоков мощности в режиме реального времени.

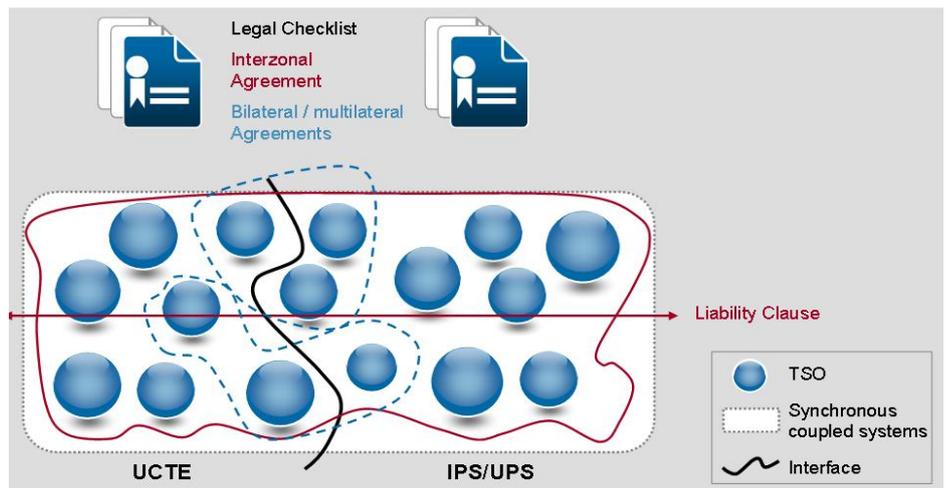
Решения указанных вопросов должны быть согласованы и приняты всеми системными операторами в виде юридических обязательств. К таковым относятся межзональные соглашения о сотрудничестве между системными операторами, правила обеспечения резервов, а также конкретные договоры с генерирующими компаниями для обеспечения устойчивости энергосистемы и т.п.

### Правовые аспекты и необходимые условия

Проработка правовых аспектов заключалась, прежде всего, в анализе и сравнении применимой нормативной базы UCTE и ЕЭС/ОЭС (*Юридический вопросник*). Вопросник выявил значительные расхождения между юридическими системами в части:

- гармонизации правил и норм;
- юридической силы правил и норм;
- организации рынка.

Рисунок 8.  
Правовые рамки  
синхронного  
соединения



С учетом указанных расхождений был разработан документ (*Список правовых вопросов*), предназначенный для определения вопросов, которые могут быть урегулированы исключительно на договорной основе, и других вопросов, которые не могут быть решены на договорном уровне (например, требующих действий законодательных органов или политических сил). В Списке правовых вопросов по каждому из них дан перечень мероприятий, которые необходимо осуществить, чтобы реализовать синхронное объединение.

В действительности так называемая «многоуровневая договорная структура» определяет юридические задачи исследования. Принципиальная структура правовых рамок представлена на Рис. 8. Предложенная договорная структура многоуровневая, поскольку предполагает наличие договоров на нескольких «уровнях», а именно:

- «межзональное соглашение» (англ. IZA), регулирующее общие вопросы синхронного соединения в целом; а также

- ряд «двусторонних и/или многосторонних соглашений» (англ. BLA/MLA), регулирующих правовые вопросы на интерфейсе систем (на местном уровне).

В соглашениях обоих уровней содержатся положения, стандартные для договорных отношений. Кроме того, в них содержатся типовые правила организации синхронных соединений. Дву- и многосторонние соглашения фокусируются на работе интерфейса, тогда как в межзональном соглашении устанавливаются общие принципы, применимые к синхронному объединению в целом. Дву- и многосторонние соглашения, определяя правила для интерфейса, реализуют установленные межзональным соглашением принципы. Кроме того, в межзональном соглашении содержатся организационные правила, нацеленные на постепенную адаптацию договорной структуры к развитию синхронного объединения.

Многоуровневая договорная структура предполагает также наличие *Положения об обязательствах и ответственности*, предназначенного для предотвращения рисков и нештатных ситуаций и минимизации их воздействия. В частности, в Положении об обязательствах указывается:

- ограничение ущерба вообще;
- формирование решающего органа («Комитета по обязательствам и ответственности»), в чьи задачи входит принятие решений по техническим и юридическим вопросам в случае нештатной ситуации;
- порядок подачи запроса на изменения.

Жизнеспособность вышеописанной нормативной и договорной структуры подтверждена *Анализом прецедента*. Данный анализ показал внутреннюю согласованность предложенной структуры и ее применимость в ситуациях любого типа – от простейшей нештатной ситуации до наиболее неблагоприятного сценария (т.е. крупной аварии, затрагивающей все синхронное соединение). Синхронные соединения предъявляют более сложные требования к нормативной базе, чем несинхронные, в силу того, что ряд требований предъявляется именно к обеспечению синхронизма. Соображения, отраженные в Списке юридических вопросов позволяют юристам считать, что вышеописанная структура надлежащим образом удовлетворяет юридическим требованиям предполагаемого синхронного соединения.

### Распределение инвестиций

На первом этапе определены капиталовложения, необходимые для ремонта имеющегося оборудования и ЛЭП вблизи интерфейса. Следует учитывать, что существующие ЛЭП и подстанции не эксплуатируются вот уже несколько лет после присоединения стран бывшего CENTREL, Румынии и Болгарии к UCTE. Затраты на ремонт ЛЭП в зоне интерфейса оцениваются в 280 млн. евро, из них 180 млн. евро - на ремонт в области интерфейса на стороне ЕЭС/ОЭС.

Вероятностный анализ потокораспределения показал, что для

улучшения ситуации на перегруженных участках в UCTE требуются дополнительные капиталовложения в размере 240 млн. евро.

Кроме того, синхронное объединение требует обмена оперативными данными между синхронными блоками. Для этого должна быть установлена аппаратура связи и осуществлена частичная модернизация систем защиты. Соответствующие затраты оцениваются примерно в 14 млн. евро.

### Соединение систем с помощью связей постоянного тока (HVDC)

Основной целью проекта было исследование синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с UCTE. Однако в ТЭО также рассмотрена возможность соединения с использованием высоковольтных линий постоянного тока (HVDC). Это решение может обеспечить создание платформы общего рынка электроэнергии UCTE и ЕЭС/ОЭС. Строительство связей постоянного тока между странами интерфейса также может быть рассмотрено в среднесрочной перспективе.

Технология HVDC успешно используется во всем мире для решения ряда определенных задач. Развязывающий характер соединения с использованием связей постоянного тока является его основным отличием от синхронного соединения. В случае возмущений не возникает динамическое взаимодействие связанных энергосистем, не приходится предусматривать запас на переток регулирующей мощности через интерфейс. Кроме того, HVDC позволяет ограничивать переток мощности, возникающий в сети в случае перегрузки или аварии. Благодаря своим техническим особенностям связь через вставку постоянного тока может, в конечном счете, оказаться более «простой в реализации» перспективой. Однако принятие дальнейших решений касательно возможности соединения ЕЭС/ОЭС и UCTE с помощью HVDC требует более детальной проработки, двусторонних договоренностей и исследований.

Хотя в исследовании не проводился анализ соединения ЕЭС/ОЭС и UCTE с помощью HVDC, была выполнена оценка общей стоимости такого соединения. Инвестиции в связь через вставку постоянного тока оцениваются приблизительно в 12,5 млн. евро на 100 МВт. Как правило, HVDC с выпрямительно-инверторной установкой имеет мощность от 600 до 1000 МВт. Принимая, что на интерфейсе будут размещены три вставки постоянного тока мощностью по 600 МВт каждая, суммарные инвестиции в их строительство составят 225 млн. евро без учета модернизации сетей.

### Дальнейшие исследования

Проект выявил необходимость проведения дальнейших исследований ЕЭС/ОЭС с целью уточнения и подтверждения выявленных мер и условий. Определены следующие основные области для исследования:

- Верификация динамических свойств ЕЭС/ОЭС с использованием результатов наблюдений в течение более длительного времени. Ее результатом должно стать уточнение моделей регуляторов. Это позволит получить

усовершенствованные динамические модели, адекватно отображающие реальные динамические процессы.

- Анализ аварийных ситуаций в ЕЭС/ОЭС, вызванных тяжелыми технологическими нарушениями, никогда ранее не имевших места. В процессе расчетов рекомендуется моделировать последовательность действий систем защиты и противоаварийной автоматики, а также мер по восстановлению энергосистемы. Целью этого исследования является адаптация и гармонизация существующих инструкций по эксплуатации, планов защиты и восстановления в обеих синхронных зонах.

Анализ технических и организационных аспектов работы ЕЭС/ОЭС в предполагаемых условиях функционирования нескольких блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС в отличие от текущей ситуации, когда ЕЭС/ОЭС представлен одним блоком регулирования. Поскольку потокораспределение в зоне интерфейса зависит от структуры генерации, возможные обмены электроэнергией могут меняться в зависимости от размещения резервов.

### Оценка реализуемости и выводы

В выводах ТЭО суммированы основные результаты, согласованные его участниками и предоставляющие заинтересованным сторонам возможность предпринять дальнейшие действия. В заключении указывается, что хотя синхронное объединение технически возможно, его следует рассматривать как долгосрочную перспективу. Также подчеркнута общая сложность синхронного соединения с точки зрения обеспечения системной надежности, а также организации работы соответствующих рынков электроэнергии.

Основные выводы исследования следующие.

1. ТЭО синхронного объединения UCTE и ЕЭС/ОЭС завершено после 3 лет исследований в соответствии с Соглашением о сотрудничестве и Техническим Задаaniem, согласованными обеими сторонами.
2. В рамках ТЭО исследовалась возможность синхронного объединения энергосистем ЕЭС/ОЭС и UCTE с учетом основных технических, организационных и юридических аспектов. Проект является уникальным по своим задачам, географической протяженности и объему работ. В отличие от ранее предпринятых усилий по изучению синхронного объединения, настоящее исследование беспрецедентно по объему используемых ресурсов, привлечению высококлассных экспертов и применению передовых методологий. Проект помог экспертам и руководству компаний обоих энергообъединений добиться существенных достижений в области применения новых методов работы, использования передовых инструментов, а также установления взаимопонимания.
3. Проект установил, что синхронное объединение энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС возможно при условии проведения ряда технических, эксплуатационных и

организационных мероприятий и создания необходимых правовых рамок, определенных исследованием. Поскольку выполнение этих условий, вероятно, потребует длительного времени, синхронное объединение должно рассматриваться как долгосрочная перспектива. Для построения совместной, крупнейшей в мире рыночной платформы для торговли электроэнергией между синхронными зонами UCTE и ЕЭС/ОЭС также может быть рассмотрено создание несинхронных связей, что, однако, требует проведения отдельных исследований заинтересованными сторонами.

4. В отношении пропускной способности интерфейса анализ установившихся режимов показал, что возможные уровни обменов мощностью между UCTE и ЕЭС/ОЭС лимитированы, главным образом, ограничениями внутренних сечений в обоих энергообъединениях. В связи с этим, для поддержания после объединения в обеих синхронных зонах доступной для рынков пропускной способности на существующем уровне необходимы инвестиции в сети с обеих сторон интерфейса. Значительное увеличение обменов мощностью потребует дополнительных капиталовложений в развитие магистральных сетей.
5. Проведенный анализ динамической устойчивости выявил чувствительность синхронного энергообъединения UCTE-ЕЭС/ОЭС к межзональным колебаниям к. Если обычным технологическим нарушениям успешно противостоят как объединенные, так и не объединенные синхронные зоны, то тяжелые нарушения могут вызвать межсистемные колебания в энергообъединении UCTE-ЕЭС/ОЭС, что, в свою очередь, отрицательно повлияет на системную надежность. Осуществление необходимых контрмер потребует инвестиций, как в генерацию, так и в сети.
6. Проект позволил оценить всю сложность синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и UCTE с организационной и юридической стороны. Воплощение разработанных технических решений по синхронному объединению в необходимую соответствующую нормативно-правовую форму потребует длительного времени. Создание правовой базы, которая обеспечит надежное функционирование платформы общих рынков электроэнергии и решение организационных и эксплуатационных задач в соответствии со стандартами ЕС, потребует заключения межзональных, двусторонних и многосторонних соглашений, которые должны быть подписаны всеми вовлеченными компаниями и одобрены заинтересованными сторонами.
7. Проект выявил необходимость проведения дальнейших исследований с целью уточнения и подтверждения вышеуказанных мер и условий. Следующие основные области определены для дальнейшего изучения:
  - Изучение динамических свойств ЕЭС/ОЭС в течение более длительного времени с последующими детальными расчетами на усовершенствованных

динамических моделях для обеспечения достоверных результатов.

- Теоретический анализ аварийных ситуаций в ЕЭС/ОЭС, вызванных тяжелыми технологическими нарушениями, никогда ранее не имевших места, - с целью адаптации и гармонизации существующих инструкций по эксплуатации, планов защиты и восстановления в обеих синхронных зонах.
  - Анализ технических и организационных аспектов синхронной работы в условиях функционирования нескольких блоков регулирования в ЕЭС/ОЭС.
8. Завершение ТЭО открыло новую эру в сотрудничестве системных операторов Востока и Запада и компаний, отвечающих за обеспечение надежной работы энергосистем в интересах развития электроэнергетики и населения ЕС и СНГ.

### Ссылки

- [1] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: Pre-Feasibility Study – Load Flow Analysis with Respect to a Possible Synchronous Interconnection of Networks of UCTE and IPS/UPS. Brussels, April 2003.
- [2] PreussenElektra, Bayernwerk, EDF, RWE: Technical study of the interface between the extended West European power system and its Eastern neighbours. TACIS and PHARE. Final Report, 1996.
- [3] CDU UPS Russia, NDC Ukraine, NDC Belarus, NDC Moldova, IREL: The TACIS and PHARE technical study of the conditions for joint operation of the extended UCPTTE system and power systems of Oriental Europe and Central Asia. Final Report 1997
- [4] PreussenElektra: Technical study of the conditions for joint operation of the extended UCPTTE system and power systems of the Oriental Europe and Central Asia. TACIS and PHARE – IREL. Final Report, 1997.
- [5] EDF, CEZ, IVO, RWE and TRACTEBEL: Synchronous Interconnection of the UCTE and UPS Networks – Requirements and Feasibility; Final report. TACIS Programme EREG 96-01, 1999
- [6] Ayuev, B., Erokhine, P., Kulikov, Y.: IPS/UPS Wide Area Measuring System. CIGRE, 41 st Session, August 2006
- [7] Clodius, D., Glaunsinger, W., Lцsing, M., Luther, M. et al.: Stability Studies concerning the Integration of CENTREL Network into the Power System of UCPTTE. CIGRE 1996, 37-303
- [8] Clodius, D., Glaunsinger, W., Grebe, E., Lцsing, M., Luther, M.: Parallel Operation of CENTREL and UCPTTE Networks under System Dynamics Aspect. Dresden, 12th Power System Computation Conference, August 19th-23rd 1996
- [9] Breulmann, H., Grebe, E., Lцsing, M., Winter, W., Witzmann, R. et al.: Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System. CIGRE 2000, 38-113
- [10] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: System Disturbance on 4 November 2006, Final Report 2007