

Подписано 22 ДЕКАБРЯ 2016 года руководителями Сторон Соглашения между концерном «Белэнерго», ГАО «Latvenergo», РАО «ЕЭС России», АО «Eesti Energia» и АО «Lietuvos Energija» о параллельной работе энергосистем от 7 февраля 2001 года

От ГПО
«Белэнерго»

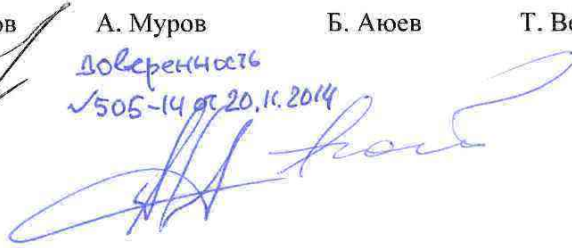
Е. Воронов



От ПАО
«ФСК ЕЭС»

А. Муров

Доверенность
№ 505-14 от 20.11.2014



От АО
«СО ЕЭС»

Б. Аюев

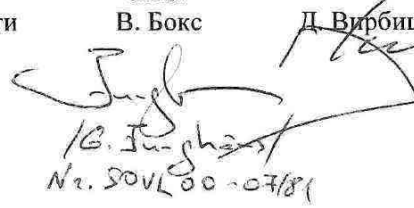
От «Elering»
AS

Т. Вескимяги

Taavi Ues

От AS
«Augstsprieguma
tīkls»

В. Бокс



16. Inghest
№. SOVL 00-07/81

От
«Litgrid» AB

Д. Вирбицкас



ПОЛОЖЕНИЕ

по планированию обменов электрической энергией
и мощностью в Электрическом Кольце
Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва

Настоящее Положение по планированию обменов электрической энергией и мощностью в Электрическом Кольце БРЭЛЛ (далее – Положение) регламентирует взаимоотношения между ГПО «Белэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tīkls» и Litgrid AB (далее – Стороны), подписавшими настоящее Положение, в части планирования ремонтов межгосударственных линий электропередачи и оборудования сети 330-750 кВ, а также режимов параллельной работы в Электрическом Кольце Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (далее – ЭК БРЭЛЛ).

1. Общие положения

1.1. Целью планирования является согласование ремонтов линий электропередачи, электросетевого оборудования 330-750 кВ энергосистем ЭК БРЭЛЛ и проверка технической возможности реализации планируемых обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности))¹ энергосистемами (ЭС) ЭК БРЭЛЛ.

1.2. Для целей планирования в соответствии с задачами настоящего Положения выделяются следующие ЭС ЭК БРЭЛЛ:

- ЭС Латвии;
- ЭС Литвы;
- ЭС Эстонии;
- ОЭС Беларуси;
- ЕЭС России.

1.3. Планирование указанных в п. 1.2 ЭС осуществляется следующими организациями (далее совместно именуемыми Операторами):

- AS «Augstsprieguma tīkls» – ЭС Латвии;
- Litgrid AB – ЭС Литвы;
- «Elering» AS – ЭС Эстонии;
- РУП «ОДУ» – ОЭС Беларуси;
- АО «СО ЕЭС» – ЕЭС России.

1.4. В условиях параллельной работы ЭС ЭК БРЭЛЛ и наличия контролируемых сечений необходимо скоординированное планирование Операторами режимов параллельной работы ЭС ЭК БРЭЛЛ.

¹ Здесь и далее по тексту термин «обмен электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности))» применяется с учетом положений национального законодательства Сторон Соглашения ЭК БРЭЛЛ в сфере электроэнергетики.

1.5. Планирование обменов электроэнергией и мощностью осуществляется на год, месяц, сутки, а согласование графиков ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования 330-750 кВ – на год, месяц.

1.6. При проверке технической возможности реализации планируемых обменов электроэнергией и мощностью контролируются следующие межсистемные и межгосударственные сечения (далее – контролируемые сечения):

- ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада;
- Ленинградская ЭС – ЭС Эстонии;
- Эстония, Псков – Латвия;
- ЭС Латвии – ЭС Литвы;
- ЭС Литвы – ОЭС Беларуси;
- ЭС Литвы – Калининградская ЭС;
- ОЭС Центра – ОЭС Беларуси;
- ОЭС Украины – ОЭС Беларуси.

1.7. При планировании режимов работы ЭС Сторон применяется московское время.

1.8. Стороны согласовывают ремонты линий электропередачи и электросетевого оборудования ЭС ЭК БРЭЛЛ согласно «ПЕРЕЧНЮ распределения объектов диспетчеризации ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы по способу диспетчерского управления (далее – ПЕРЕЧЕНЬ), являющемуся Приложением 1 к Положению об организации оперативно-диспетчерского управления синхронной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы.

1.9. Для целей проверки технической возможности реализации планируемых обменов электроэнергией и мощностью используются значения располагаемой пропускной способности (далее – РПС) контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ, определяемые в соответствии с Приложением 1 к настоящему Положению.

1.10. Координатором годового планирования является РУП «ОДУ», Координатором месячного планирования – АС «Augstsprieguma tīkls», Координатором суточного планирования – АО «СО ЕЭС».

1.11. Для проведения расчетов потокораспределения создаются общие расчетные модели ЭК БРЭЛЛ двух видов:

1.11.1. базовые расчетные модели (далее – БРМ) для согласованных часов суток на основе контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях в летнее и зимнее время (в июне и в декабре);

1.11.2. актуализированные расчетные модели (далее – РМ ЭС), созданные на основе БРМ с уточненными на предстоящий период значениями потребления, генерации, сальдо потоков электроэнергии (мощности) энергосистем и схемой сети.

1.12. Принципы формирования, порядок внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ приведены в Регламенте формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ (Приложение 2 к настоящему Положению) (далее – Регламент).

1.13. При планировании обменов электроэнергией (сальдо объемов поставок) в/из ЭС Балтии учитываются результаты торгов на бирже Nord Pool, а в/из ЕЭС России, ОЭС Беларуси – подходы, принятые в Евразийском экономическом союзе.

1.14. Для обмена данными в рамках процедуры суточного планирования Стороны используют технологический web-сайт «Информационной системы экспорта/импорта электроэнергии в зарубежные энергосистемы» (ИСЭИ) АО «СО ЕЭС». Структура согласованного формата обмена данными размещается в информационном разделе web-сайта ИСЭИ. В случае технологических сбоев при обращении к web-сайту ИСЭИ Стороны в качестве резервного средства связи используют электронную почту.

2. Планирование обменов мощностью и электроэнергией на год

2.1. Процедура планирования на год состоит из следующих этапов:

- формирование годового графика ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования 330-750 кВ ЭС ЭК БРЭЛЛ;
- формирование исходных данных для проведения расчетов электроэнергетических режимов;
- актуализация РМ ЭС;
- определение значений РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- доведение до Сторон результатов планирования.

2.2. Расчеты в рамках годового планирования осуществляются на каждый месяц планируемого года для часа максимальных нагрузок характерного рабочего дня и часа минимальных нагрузок характерного выходного дня (воскресенье).

2.3. Координатор годового планирования осуществляет следующие функции в процессе годового планирования:

- актуализация РМ ЭС;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- доведение до Сторон результатов планирования согласно Регламенту.

2.4. Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» осуществляют следующие функции в процессе годового планирования:

- формирование и предоставление Координатору годового планирования исходных данных для актуализации РМ ЭС;
- определение и предоставление Координатору годового планирования значений РПС контролируемых сечений (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ).

2.5. В сроки и в порядке, установленные в Регламенте, Стороны обмениваются данными, необходимыми для актуализации РМ ЭС в целях планирования на год.

2.6. Результаты расчетов годового планирования доводятся до Сторон в согласованных объемах, форматах и в сроки, установленные Регламентом.

3. Планирование обменов мощностью и электроэнергией на предстоящий месяц

3.1. Процедура планирования на месяц состоит из следующих этапов:

- формирование месячного графика ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования 330-750 кВ ЭС ЭК БРЭЛЛ;
- формирование исходных данных для проведения расчетов электроэнергетических режимов;
- актуализация РМ ЭС;
- определение значений РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов,
- разработка мероприятий по вводу рассчитанных электроэнергетических режимов в допустимую область, в случае выхода параметров режима из допустимой области (превышение расчетных значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭК БРЭЛЛ величин РПС);
- доведение до Сторон результатов планирования согласно Регламенту.

3.2. Расчеты в рамках месячного планирования осуществляются для каждого часа двух характерных суток каждой недели планируемого месяца: характерного рабочего и характерного выходного дня.

3.3. Координатор месячного планирования осуществляет следующие функции в процессе планирования:

- актуализация РМ ЭС;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- разработка мероприятий по вводу рассчитанных электроэнергетических режимов в допустимую область, в случае выхода параметров режима из допустимой области (превышение расчетных значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭК БРЭЛЛ величин РПС);

– доведение до Сторон результатов планирования.

3.4. Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» осуществляют следующие функции в процессе месячного планирования:

– формирование и предоставление Координатору месячного планирования исходных данных для актуализации РМ ЭС;

– предоставление Координатору месячного планирования информации об объемах нормативного аварийного резерва мощности (НАРМ) и других резервов и местах их размещения (указывается энергосистема, в которой размещается резерв);

– определение и предоставление Координатору месячного планирования значений РПС контролируемых сечений (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ).

3.5. В сроки и в порядке, установленные в Регламенте, Стороны обмениваются данными, необходимыми для актуализации РМ ЭС в целях планирования на месяц.

3.6. Результаты расчетов месячного планирования доводятся до Сторон в согласованных объемах, форматах и в сроки, установленные Регламентом.

4. Планирование обменов мощностью и электроэнергией на сутки

4.1. Процедура планирования на сутки состоит из следующих этапов:

- формирование исходных данных;
- актуализация РМ ЭС;
- определение значений РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- доведение до Сторон результатов планирования согласно Регламенту.

4.2. Расчеты в рамках суточного планирования осуществляются на каждый час планируемых суток.

4.3. Координатор суточного планирования осуществляет следующие функции в процессе планирования:

- актуализация РМ ЭС;
- проведение расчетов электроэнергетических режимов;
- оценка реализуемости рассчитанных электроэнергетических режимов;
- выдача рекомендаций по вводу режима энергосистем ЭК БРЭЛЛ в допустимую область в случае, если расчетные перетоки по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают РПС, согласно Приложению 5 к Регламенту;

– доведение до Сторон результатов планирования.

4.4. Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» осуществляют следующие функции в процессе суточного планирования:

– формирование и предоставление Координатору суточного планирования исходных данных для актуализации РМ ЭС;

– определение и предоставление Координатору суточного планирования значений РПС контролируемых сечений (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ).

4.5. Суточное планирование состоит из следующих этапов:

первый этап – планирование обменов мощностью и электроэнергией в сутки X-2;

второй этап – проверка технической возможности реализации плановых и прогнозируемых обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) в сутки X-1 с учетом результатов торговли на российском рынке;

третий этап – проверка технической возможности реализации плановых обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) в сутки X-1 с учетом результатов торговли на российском рынке и рынке Nord Pool .

4.6. В сроки и в порядке, установленные в Регламенте, Стороны обмениваются данными, необходимыми для актуализации РМ ЭС в целях планирования на сутки.

4.7. Результаты расчетов суточного планирования доводятся до Сторон в согласованных объемах, форматах и в сроки, установленные Регламентом.

5. Условия конфиденциальности

5.1 Сохранность конфиденциальной информации, в том числе и информации, составляющей коммерческую тайну, собственниками которой являются договаривающиеся Стороны, регулируется отдельным «Соглашением об охране конфиденциальности информации», которое действует в течение всего периода договорных обязательств между договаривающимися Сторонами.

6. Использование web-сайта ИСЭИ

6.1 Каждый Оператор ЭС ЭК БРЭЛЛ назначает уполномоченных сотрудников для работы с технологическим web-сайтом ИСЭИ.

6.2 АО «СО ЕЭС» предоставляет уполномоченным сотрудникам каждого Оператора ЭС ЭК БРЭЛЛ логин и пароль для доступа к технологическому web-сайту

ИСЭИ. Каждый Оператор ЭС ЭК БРЭЛЛ несет ответственность за сохранность переданного его сотрудникам логина и пароля.

6.3 АО «СО ЕЭС» обеспечивает защищенный разграниченный доступ к технологическому web-сайту ИСЭИ.

7. Другие условия

7.1 Все изменения и дополнения настоящего Положения производятся по взаимному согласию Сторон.

При необходимости Комитет энергосистем БРЭЛЛ может оперативно вносить изменения в Приложение 1 (Методика определения располагаемой пропускной способности контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ) и Приложение 2 (Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ) и утверждать их своим решением. Изменения в Приложение 1 и в Приложение 2 вступают в силу с момента утверждения очным или заочным решением Комитета энергосистем БРЭЛЛ. В случае утверждения Комитетом энергосистем БРЭЛЛ изменений в Приложение 1 и в Приложение 2 Секретариат Комитета энергосистем БРЭЛЛ официальным письмом доводит новую редакцию Приложений до всех диспетчерских центров БРЭЛЛ не позднее трех рабочих дней, следующих за датой утверждения изменений.

7.2 Спорные вопросы Стороны решают путем переговоров уполномоченных представителей Сторон.

7.3 Положение подписано в шести экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, с одинаковым содержанием на русском и английском языках. Каждая Сторона получает один экземпляр на русском языке и один экземпляр на английском языке. В случае расхождений преваляющую силу имеет русский текст.

Приложение 1

к Положению по планированию обменов электрической энергией и мощностью в Электрическом Кольце Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва

Методика определения располагаемой пропускной способности контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ

Таблица 1

Наименование контролируемого сечения	Методика определения РПС
ОЭС Беларуси – ОЭС Центра	$R_{ПС} = MДП$
ОЭС Беларуси – ОЭС Украины	$R_{ПС} = MДП$
Ленинградская ЭС – ЭС Эстонии	$R_{ПС} = MДП$
ЭС Латвии – ЭС Литвы	$R_{ПС} = MДП_{N-1} + \sum_{m=1}^N k_{m}^{ij} \cdot P_m^{рес} - P_{перетоки}$
ЭС Литвы – ОЭС Беларуси	$R_{ПС} = MДП - R_{запас}^*$ * $R_{запас}$ - запас пропускной способности ($R_{запас} = 0$ МВт до согласования методики определения $R_{запас}$)
ЭС Литвы – Калининградская ЭС	$R_{ПС} = MДП - R_{запас}^*$ * $R_{запас}$ - запас пропускной способности ($R_{запас} = 0$ МВт до согласования методики определения $R_{запас}$)
Эстония, Псков – Латвия	**
ОЭС Центра – ОЭС Северо-Запада	$R_{ПС} = MДП$

Примечание:

1. Максимально допустимые перетоки (МДП) в контролируемых сечениях определяются соответствующими Операторами в двух (трех) стороннем порядке с учетом требований Методических указаний по устойчивости Электрического Кольца энергосистем Белоруссии, России, Эстонии, Латвии, Литвы (ЭК БРЭЛЛ).
2. ** РПС сечения Эстония, Псков – Латвия будет определяться АО «СО ЕЭС», «Elering» AS и AS «Augstsprieguma tīkls» отдельным документом.

Приложение 2

к Положению по планированию обменов
электрической энергией и мощностью в
Электрическом Кольце Беларусь – Россия –
Эстония – Латвия – Литва

Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ

1. Предмет и сфера действия Регламента

1.1 Предмет

Настоящий Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ (далее – Регламент) определяет:

- принципы формирования РМ ЭС;
- порядок внесения изменений в РМ ЭС;
- порядок актуализации РМ ЭС;
- порядок обмена данными при годовом, месячном и суточном планировании.

1.2 Сфера действия

Положения настоящего Регламента распространяются на Операторов ЭК БРЭЛЛ и ПАО «ФСК ЕЭС».

2. Формирование расчетной модели

2.1 Определение расчетной модели

РМ ЭС является совокупность данных о:

- схеме замещения электрических связей (далее – расчетная электрическая схема), отражающей топологию электрической сети и параметры ее элементов;
- параметрах и режимах потребления активной и реактивной мощности;
- параметрах и режимах работы генерирующего оборудования;
- системных условиях;
- диапазонах номеров узлов для каждой из энергосистем;
- номерах узлов, по которым происходит объединение расчетных электрических схем, для каждой пары смежных энергосистем.

2.2 Требования к расчетной электрической схеме

2.2.1 Общая часть

Объем или размерность расчетной электрической схемы, т.е. количество узлов и ветвей (независимо от их состояния – «включен» или «отключен») определяется требованиями корректного моделирования потокораспределения и обменов электроэнергией между ЭС ЭК БРЭЛЛ, а также между ЭС ЭК БРЭЛЛ и другими энергосистемами.

Корректное моделирование достигается путем представления в расчетной электрической схеме всех электрических связей напряжением 220–750 кВ, транзитных и межсистемных ВЛ 110 кВ.

Расчетная модель энергосистем ЭК БРЭЛЛ включает в себя:

- в неэквивалентном виде расчетные модели энергосистем Латвии, Литвы, Эстонии, Беларуси, фрагмент модели ЕЭС России (Ленинградская, Псковская, Новгородская, Калининградская, Тверская, Смоленская энергосистемы);
- в эквивалентном виде фрагменты моделей объединенных энергосистем России (ОЭС Урала, ОЭС Центра, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга).
- в эквивалентном виде модель энергосистемы Украины.

Тупиковые подстанции 110 кВ, находящиеся на территории одной ЭС, допустимо моделировать в схеме нагрузкой на ближайшем транзитном узле.

Моделирование присоединения генераторов к энергосистеме осуществляется каждым Оператором по его усмотрению.

Элементы расчетной электрической схемы могут находиться в состоянии «включен» или «отключен».

В качестве номинальных напряжений в расчетной электрической схеме используются единые значения для каждой из энергосистем: 750, 500, 330, 220, 110 кВ.

Балансирующий узел в общей расчетной схеме назначается координатором создания БРМ – АО «СО ЕЭС».

2.2.2 Представление генерирующих узлов

В расчетной электрической схеме должны быть заданы следующие параметры генерирующих узлов:

- генерируемая мощность;
- максимальное и минимальное значение реактивной мощности;
- заданный уровень напряжения.

2.2.3 Представление нагрузочных узлов

Активная и реактивная нагрузка в узлах расчетной электрической схемы задается мощностью, не зависящей от напряжения (мощность постоянна).

Не допускается моделирование активных и реактивных нагрузок в узлах расчетной электрической схемы путем задания дополнительных ветвей.

2.2.4 Представление линий электропередачи

В расчетной электрической схеме должны быть представлены следующие параметры линий электропередачи:

- активное, реактивное сопротивление и емкостная проводимость на землю в именованных единицах (Ом, мкСм соответственно);
- длительно допустимый ток в А.

2.2.5 Представление трансформаторов

В расчетной электрической схеме должны быть представлены следующие параметры трансформаторов:

- активное и реактивное сопротивление в именованных единицах (Ом);
- коэффициенты трансформации;
- длительно допустимый ток в А.

2.2.6 Представление шунтирующих элементов

В расчетной электрической схеме могут использоваться различные варианты представления шунтирующих элементов (управляемых, неуправляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей и пр.).

2.2.7 Представление системных условий

В расчетной электрической схеме должно быть предусмотрено задание значений располагаемой пропускной способности либо максимально допустимых перетоков активной мощности контролируемых сечений.

2.3 Классификация параметров РМ ЭС

Все параметры расчетной модели подразделяются на три группы:

- условно-постоянные параметры;
- условно-переменные (актуализируемые) параметры;
- справочная информация.

К условно-постоянным параметрам относятся данные, содержащие следующую информацию:

- базовая топология расчетной электрической схемы, т.е. набор элементов, состояние «включен» или «отключен» которых соответствует нормальной схеме ЭС, и параметры ее элементов, относящихся к электрической сети (активное сопротивление, реактивное сопротивление, коэффициенты трансформации, нумерация узлов, районов ЭС и т.д.);
- активные и реактивные нагрузки в узлах, соответствующие базовым расчетным режимам.

К условно-переменным (актуализируемым) параметрам относятся следующие данные:

- изменение топологии электрической расчетной схемы по сравнению с базовой путем включения/отключения ветвей, не приводящее к изменению идентификационных номеров элементов;
- текущие величины мощности генерации основных электростанций ЭС;
- потребление ЭС;
- сальдо потоков электроэнергии (мощности) ЭС.

К справочной информации относятся следующие данные:

- справочная информация по электростанциям с описанием характеристик генерирующего оборудования и указанием номеров узлов в расчетной схеме;
- справочная информация по силовым трансформаторам с высшим напряжением 220 кВ и выше с указанием их номинальной мощности и номеров узлов привязки к расчетной схеме;
- перечень межсистемных линий с номерами узлов и параметрами соответствующих ветвей в расчетной схеме, по которым происходит объединение расчетных электрических схем.

2.4 Формирование базовых расчетных моделей

2.4.1 Общие требования

Дважды в год (зимой и летом) Операторы по результатам обработки контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем создают базовые расчетные электроэнергетические модели своих ЭС для формирования БРМ, представляющие собой совокупность следующих объектов и данных:

- базовая расчетная электрическая схема, основанная на базовой топологии и содержащая значения генерации и нагрузок в генерирующих и нагрузочных узлах, соответствующие контрольным замерам в согласованные дни и часы суток;
- справочная информация в соответствии с пунктом 2.3.

При создании БРМ Операторы руководствуются следующими требованиями:

- в БРМ включаются расчетные модели ЭС Латвии, ЭС Литвы, ЭС Эстонии, ОЭС Беларуси, ЕЭС России и ОЭС Украины в объеме, достаточном для моделирования режимов ЭК БРЭЛЛ;
- каждой ЭС выделяется свой диапазон номеров узлов;
- для каждой пары смежных энергосистем составляется перечень линий с номерами узлов, по которым происходит объединение расчетных электрических схем.

2.4.2 Порядок обмена данными

2.4.2.1. Операторы направляют АО «СО ЕЭС» по электронной почте базовую

расчетную модель своей ЭС для согласованных часов режима зимних максимальных и минимальных нагрузок не позднее 1 апреля года, предшествующего планируемому, а для режима летних максимальных и минимальных нагрузок не позднее 1 октября года, предшествующего планируемому, в следующих форматах: «Elering» AS и Litgrid AB – «*.xls» (согласно Приложению 1), AS «Augstsprieguma tikls» – «*.cdu», РУП «ОДУ» – «*.rg2».

2.4.2.2. АО «СО ЕЭС» собирает БРМ в формате используемого им программного обеспечения (ПО) и проводит расчет потокораспределения. Если в процессе расчета обнаружены ошибки, АО «СО ЕЭС» взаимодействует с соответствующими Операторами для устранения ошибок.

2.4.2.3. После успешного расчета потокораспределения АО «СО ЕЭС» направляет всем Операторам БРМ для режима зимних максимальных и минимальных нагрузок не позднее 1 мая года, предшествующего планируемому, а для режима летних максимальных и минимальных нагрузок не позднее 1 ноября года, предшествующего планируемому, в следующих форматах: «Elering» AS и Litgrid AB – «*.xls» (согласно Приложению 1), AS «Augstsprieguma tikls» – «*.cdu», РУП «ОДУ» – «*.rg2».

3. Порядок внесения изменений в РМ ЭС

Изменением РМ ЭС считается изменение ее условно-постоянных параметров.

Причина внесения изменений в РМ ЭС может быть связана с:

- включением нового или демонтажем (консервацией) существующего сетевого и/или генерирующего и/или потребляющего оборудования – для изменений расчетной электрической схемы в части, моделирующей электрическую сеть;
- необходимостью постоянного ограничения пропускной способности новых (не базовых) сечений в связи с изменением расчетной электрической схемы и/или режимов работы сети – для введения новых базовых контролируемых сечений;
- изменением паспортных характеристик генерирующих единиц;
- совершенствованием расчетной схемы с целью повышения ее детализации путем добавления в расчетную электрическую схему узлов и ветвей, соответствующих неэквивалентированным схемам замещения, в частности, для моделирования сетей 110 кВ, и вследствие уточнения эквивалентов модели;
- выявлением не представленных в РМ ЭС сетевых или системных ограничений;
- уточнением параметров ветвей РМ ЭС.

Инициатором изменения расчетной модели может быть любой Оператор ЭК БРЭЛЛ, который информирует об изменениях других Операторов.

4. Порядок актуализации расчетной модели

4.1 Общие требования

Актуализацией РМ ЭС считается изменение ее условно-переменных параметров.

Актуализация РМ ЭС производится в рамках годового, месячного и суточного планирования режимов ЭК БРЭЛЛ.

4.2 Порядок обмена данными при годовом планировании

4.2.1. Дважды в год АО «СО ЕЭС» в соответствии с пп. 2.4.2.1–2.4.2.3 формирует и направляет Операторам БРМ.

4.2.2. До 15 августа года, предшествующего планируемому, РУП «ОДУ», ПАО «ФСК ЕЭС», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB взаимно представляют проекты графиков ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ (с указанием даты начала и даты окончания ремонта).

4.2.3. До 15 августа года, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» представляет Операторам проект графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования на Смоленской АЭС согласно ПЕРЕЧНЮ на планируемый календарный год (указывая дату начала и дату окончания ремонта).

4.2.4. До 25 августа года, предшествующего планируемому, РУП «ОДУ», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB представляют АО «СО ЕЭС» взаимосогласованные в рабочем порядке графики ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ на планируемый календарный год (с указанием даты начала и даты окончания ремонта). Дополнительно РУП «ОДУ», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB направляют АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» предложения по корректировке графиков ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования, представленных ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» по п. 4.2.2 и п. 4.2.3 настоящего Регламента соответственно.

4.2.5. До 1 октября года, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» по электронной почте направляет Операторам и ПАО «ФСК ЕЭС» на согласование проект графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ на планируемый календарный год (с указанием даты начала и даты окончания ремонта). В случае наличия замечаний к представленному АО «СО ЕЭС» проекту графика, Операторы до 7 октября года, предшествующего планируемому, направляют АО «СО ЕЭС» предложения по изменению планируемых сроков вывода в ремонт линий электропередачи и первичного оборудования,

предварительно согласовав изменения с Операторами, в чьем диспетчерском управлении/ведении находится данное оборудование согласно ПЕРЕЧНЮ.

4.2.6. До 15 октября года, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» согласовывает график ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ на планируемый календарный год (с указанием даты начала и даты окончания ремонта) и направляет его Сторонам.

4.2.7. Не позднее 1 ноября года, предшествующего планируемому году, Операторы направляют Координатору годового планирования по электронной почте следующую информацию по каждому месяцу планируемого года:

- плановые значения электропотребления и мощности нагрузки потребителей (МВт) в энергосистеме (и отдельном районе) по характерным суткам месяца: на час максимума характерного рабочего дня и на час минимума выходного дня (воскресенье) в соответствии с Приложением 2;

- плановые значения мощности крупных электростанций (МВт) в энергосистеме (и отдельном районе) по характерным суткам месяца: на час максимума характерного рабочего дня и минимума выходного дня (воскресенье) в соответствии с Приложением 2;

- значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ с учетом направленного АО «СО ЕЭС» в соответствии с п. 4.2.6 настоящего Регламента графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования ЭК БРЭЛЛ (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ).

4.2.8. До 1 декабря года, предшествующего планируемому, Координатор годового планирования формирует и высылает Операторам и ПАО «ФСК ЕЭС» по электронной почте:

- актуализированные РМ ЭС для согласованных часов максимума нагрузки рабочего дня и часов минимума нагрузки выходного дня каждого месяца планируемого года в форматах «*.cdu», «*.rg2» и «*.xls»;

- значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ, представленные операторами согласно п. 4.2.7 настоящего Регламента;

- результаты расчетов потокораспределения в ЭК БРЭЛЛ для каждого месяца планируемого года с учетом запланированных ремонтов линий электропередачи и оборудования (согласно п. 4.2.6 настоящего Регламента), ограничивающих пропускную способность контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ. Определение основных ремонтных схем производится на основании данных п. 4.2.6 по принципу выбора комбинаций самых сложных сочетаний ремонтов генерирующего и

электросетевого оборудования. Выбор сложных сочетаний производится по всем характерным дням рассчитываемого месяца годового планирования.

4.2.9. В случае если расчетные перетоки мощности в контролируемых сечениях превышают РПС, Координатор годового планирования информирует об этом Операторов и ПАО «ФСК ЕЭС» для учета данной информации при формировании исходных данных на этапе месячного планирования.

4.3. Порядок обмена данными при месячном планировании

4.3.1. Не позднее 7 числа месяца, предшествующего планируемому, РУП «ОДУ», ПАО «ФСК ЕЭС», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB взаимно представляют проекты графиков ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования на месяц согласно ПЕРЕЧНЮ (с указанием даты начала и даты окончания ремонта).

4.3.2. Не позднее 7 числа месяца, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» представляет Операторам проект графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования на Смоленской АЭС на предстоящий месяц согласно ПЕРЕЧНЮ (с указанием даты начала и даты окончания ремонта).

4.3.3. Не позднее 11 числа месяца, предшествующего планируемому, РУП «ОДУ», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB представляют АО «СО ЕЭС» взаимосогласованные в рабочем порядке графики ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ на предстоящий месяц (с указанием даты начала и даты окончания ремонта). Дополнительно РУП «ОДУ», «Elering» AS, AS «Augstsprieguma tikls» и Litgrid AB направляют АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» предложения по корректировке графиков ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования, представленных ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» по пп. 4.3.1 и 4.3.2 настоящего Регламента соответственно.

4.3.4. Не позднее 20 числа месяца, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» по электронной почте направляет Операторам и ПАО «ФСК ЕЭС» на согласование проект графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования согласно ПЕРЕЧНЮ на месяц (с указанием даты начала и даты окончания ремонта). В случае наличия замечаний к представленному АО «СО ЕЭС» проекту графика, Операторы до 22 числа месяца, предшествующего планируемому, направляют АО «СО ЕЭС» предложения по изменению планируемых сроков вывода в ремонт линий электропередачи и первичного оборудования, предварительно согласовав изменения с Операторами, в чьем диспетчерском управлении/ведении находится данное оборудование согласно ПЕРЕЧНЮ.

4.3.5. Не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, АО «СО ЕЭС» согласовывает график ремонтов линий электропередачи и первичного

оборудования ЭК БРЭЛЛ согласно ПЕРЕЧНЮ на планируемый месяц (с указанием даты начала и даты окончания ремонта) и направляет его Операторам и ПАО «ФСК ЕЭС».

4.3.6. Операторы не позднее 21 числа месяца, предшествующего планируемому, направляют Координатору месячного планирования по электронной почте следующую информацию по каждой неделе планируемого месяца:

- ожидаемое почасовое потребление мощности ЭС (МВт) для характерного рабочего и выходного дня в соответствии с Приложением 3;
- планируемая почасовая загрузка электростанций (МВт) для характерного рабочего и выходного дня в соответствии с Приложением 3;
- объемы и места размещения НАРМ и других резервов (указывается энергосистема, в которой размещается резерв);
- значения РПС контролируемых сечений с учетом направленного АО «СО ЕЭС» в соответствии с п. 4.3.4 настоящего Регламента проекта графика ремонтов линий электропередачи и первичного оборудования ЭК БРЭЛЛ (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ).

4.3.7. Координатор месячного планирования на основе информации, полученной в соответствии с п. 4.3.4 и п. 4.3.6, производит:

- расчеты электроэнергетических режимов ЭК БРЭЛЛ;
- разработку мероприятий по вводу рассчитанных электроэнергетических режимов в допустимую область, в случае выхода параметров режима из допустимой области (превышение расчетными значениями перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭК БРЭЛЛ величин РПС).

4.3.8. Координатор месячного планирования не позднее 23 числа месяца, предшествующего планируемому, высылает Операторам и ПАО «ФСК ЕЭС» по электронной почте:

- актуализированные РМ ЭС для каждого часа характерного рабочего и выходного дня каждой недели планируемого месяца в согласованных форматах;
- объемы НАРМ и других резервов и места их размещения;
- значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;
- результаты расчетов потокораспределения в ЭК БРЭЛЛ;
- в случае выхода параметров режима из допустимой области (превышение расчетных значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЭК БРЭЛЛ величин РПС) – перечень контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ, в которых

выявлены нарушения, и мероприятия по вводу электроэнергетических режимов в допустимую область.

4.4. Порядок обмена данными при суточном планировании

4.4.1. Планирование обменов мощностью и электроэнергией в сутки X-2 (первый этап)

4.4.1.1. Ежесуточно до 16:30 в сутки X-2 Операторы предоставляют Координатору суточного планирования данные для актуализации РМ ЭС на планируемые сутки X в виде наборов 24 часовых актуализированных данных (с 00:00 до 23:00), которые включают в себя:

- почасовые графики потребления и генерации в объеме, соответствующем перечню Приложения 4;
- РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ (предоставляет Оператор, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке данного сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ);
- почасовые графики обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) ЭС в объеме, соответствующем перечню Приложения 4;
- почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) ЭС (за положительное сальдо перетоков энергосистемы принимается ее дефицит) в объеме, соответствующем перечню Приложения 4.

ПАО «ФСК ЕЭС» предоставляет Координатору суточного планирования почасовые графики обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) между ЕЭС России и энергосистемами Беларуси и стран Балтии.

Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» при размещении данных на web-сайте ИСЭИ производят их верификацию.

4.4.1.2. В случае, если графики обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) между энергосистемой России и энергосистемами Беларуси и стран Балтии не предоставлены Операторами (Оператором) или не совпадают с данными, представленными ПАО «ФСК ЕЭС», Координатор суточного планирования использует данные, предоставленные ПАО «ФСК ЕЭС».

4.4.1.3. В случае, если данные для актуализации РМ ЭС не предоставлены Оператором (Операторами), Координатор суточного планирования использует

данные последнего согласованного графика для всех энергосистем с уведомлением Операторов об использовании замещающей информации.

4.4.1.4. Координатор суточного планирования актуализирует РМ с использованием данных, полученных в соответствии с п. 4.4.1.1, и выполняет расчет электроэнергетических режимов на планируемые сутки X.

4.4.1.5. До 18:30 суток X-2 Координатор суточного планирования доводит до Операторов ЭС БРЭЛЛ результаты расчетов режима и параметры РМ ЭС:

- актуализированные РМ ЭС для каждого часа планируемых суток в следующих форматах: для «Elering» AS и Litgrid AB – «*.xls», для AS «Augstsprieguma tikls» – «*.cdu», для РУП «ОДУ» – «*.rg2» (согласно Приложению 1);

- значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;

- почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистем ЭК БРЭЛЛ;

- рекомендации по вводу режима энергосистем ЭК БРЭЛЛ в допустимую область в случае, если расчетные перетоки по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают РПС, согласно Приложению 5.

4.4.1.6. Результаты расчетов используются Операторами ЭС Латвии, ЭС Литвы, ЭС Эстонии и ОЭС Беларуси для предварительной оценки загрузки контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ и определения РПС контролируемых сечений для торговых операций на торговых площадках в странах Балтии в целях недопущения перегрузки контролируемых сечений.

4.4.1.7. Полученные в соответствии с п. 4.4.1.5 рекомендации учитываются Операторами при формировании данных для актуализации РМ ЭС в сутки X-1.

4.4.2. Планирование обменов мощностью и электроэнергией в сутки X-1 (второй этап)

4.4.2.1. Ежедневно до 10:30 Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» предоставляют Координатору суточного планирования данные, указанные в п. 4.4.1.1 настоящего Регламента, для планирования в сутки X-1.

Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» при размещении данных на web-сайте ИСЭИ производят их верификацию.

4.4.2.2. В случае, если графики обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) между энергосистемой России

и энергосистемами Беларуси и стран Балтии не предоставлены Операторами (Оператором), или не совпадают с данными, представленными ПАО «ФСК ЕЭС», Координатор суточного планирования использует данные, представленные ПАО «ФСК ЕЭС».

4.4.2.3. В случае, если данные для актуализации РМ не предоставлены Операторами, Координатор суточного планирования использует данные, предоставленные на первом этапе суточного планирования с уведомлением Операторов об использовании замещающей информации.

4.4.2.4. Координатор суточного планирования актуализирует РМ ЭС с использованием данных, полученных в соответствии с п. 4.4.2.1, и выполняет расчет электроэнергетических режимов.

4.4.2.5. До 12:30 Координатор суточного планирования доводит до Операторов и ПАО «ФСК ЕЭС» плановые почасовые графики обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) между энергосистемой России и энергосистемами Беларуси и стран Балтии;

Суммарная величина является почасовым графиком сальдо перетоков электроэнергии (мощности) в сечении экспорта/импорта ЭЭС России.

4.4.2.6. До 16:00 суток X-1 Координатор суточного планирования доводит до Операторов результаты расчетов режима и параметры РМ ЭС:

- актуализированную РМ ЭС для каждого часа планируемых суток X в следующих форматах: для «Elering» AS и Litgrid AB – «*.xls», для AS «Augstsprieguma tikls» – «*.cdu», для РУП «ОДУ» – «*.rg2» (согласно Приложению 1);
- значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;
- почасовые значения сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистем ЭК БРЭЛЛ, соответствующие плановым почасовым графикам обменов электроэнергией (мощностью) (сальдо объемов поставок электроэнергии (мощности)) между энергосистемой России и энергосистемами Беларуси и стран Балтии (п. 4.4.2.5);
- рекомендации по вводу режима энергосистем ЭК БРЭЛЛ в допустимую область в случае, если расчетные перетоки по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают РПС, согласно Приложению 5.

4.4.3. Планирование обменов мощностью и электроэнергией в сутки X-1 (третий этап)

4.4.3.1. Плановыми почасовыми графиками сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистем для третьего этапа суточного планирования являются:

– для ЭС Литвы, Латвии и Эстонии – почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности), полученные по результатам торговли на рынке Nord Pool;

– для ОЭС Беларуси почасовой график сальдо перетоков электроэнергии (мощности), полученный в результате расчета на 2-м этапе суточного планирования и скорректированный по результатам торговли на рынке Nord Pool;

– плановым почасовым графиком сальдо перетоков электроэнергии (мощности) в сечении экспорта/импорта ЕЭС России считается график, полученный в результате расчета на втором этапе суточного планирования согласно п. 4.4.2.5 настоящего Регламента.

4.4.3.2. До 18:00 суток X-1 Операторы предоставляют Координатору суточного планирования в согласованном формате уточненные по результатам торгов на рынке Nord Pool данные, указанные в п. 4.4.1.1 настоящего Регламента.

Операторы и ПАО «ФСК ЕЭС» при размещении данных на web-сайте ИСЭИ производят их верификацию.

4.4.3.3. В случае если данные для актуализации РМ ЭС не переданы Операторами, Координатор суточного планирования использует данные, предоставленные на втором этапе суточного планирования с уведомлением Операторов об использовании замещающей информации.

4.4.3.4. Координатор суточного планирования актуализирует РМ ЭС с использованием данных, полученных в соответствии с п. 4.4.3.2, и выполняет расчет электроэнергетических режимов на планируемые сутки X.

4.4.3.5. До 23:40 суток X-1 Координатор суточного планирования доводит до Операторов ЭС БРЭЛЛ результаты расчетов режима и параметры РМ:

– актуализированную РМ ЭС для каждого часа планируемых суток X в следующих форматах: для «Elering» AS и Litgrid AB – «*.xls», для AS «Augstsprieguma tikls» – «*.cdu», для РУП «ОДУ» – «*.rg2» (согласно Приложению 1);

– значения РПС контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ;

– плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистем Беларуси, Латвии, Литвы и Эстонии, соответствующие данным, переданным в соответствии с п. 4.4.3.2.

4.4.3.6. Если расчетные перетоки по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают РПС, Операторы ЭС ЭК БРЭЛЛ

обеспечивают готовность ввода режима в допустимую область согласно Приложению 5.

Приложение 1
к Регламенту формирования, внесения
изменений и актуализации расчетной модели
энергосистем ЭК БРЭЛЛ

**ФОРМАТ ОБМЕННОГО ФАЙЛА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕЙ
РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЭК БРЭЛЛ**

Общие положения

Состав и структура данных файла, содержащего параметры РМ ЭС, включая параметры сбалансированного электрического режима (далее обменный файл), определяется требованиями «Регламента формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ». Обменный файл представляет собой файл формата «*.xls», состоящий из совокупности листов, в каждом из которых представлены данные по одной из следующих групп параметров расчетной модели:

1. данные по узлам РМ ЭС;
2. данные по ветвям РМ ЭС;
3. данные по энергорайонам РМ ЭС;
4. данные по единицам генерирующего оборудования.

Обменный файл предназначен для использования в качестве унифицированного средства обмена расчетными моделями энергосистем, входящих в ЭК БРЭЛЛ, подготовленными в форматах различного программного обеспечения расчетов установившегося режима и планирования диспетчерского графика.

Каждый объект из перечисленных выше групп параметров расчетной модели описывается единственной строкой на одном из листов обменного файла.

Данные по узлам

Данные размещаются на листе «1-Узлы»

1.	Номер узла	Численный	Уникальные
2.	Наименование узла	Строковый	Латинскими или русскими буквами. <i>Рекомендуется 8 символов</i>
3.	Состояние узла	Численный	0 – включен, 1-отключен

4.	Тип узла	Численный	1 – Базовый (балансирующий) 0 – нагрузочный или генераторный
5.	Энергорайон	Численный	
6.	Активная мощность нагрузки	Численный	МВт
7.	Реактивная мощность нагрузки	Численный	Мвар
8.	Суммарная активная мощность всех работающих генераторов в узле	Численный	МВт
9.	Суммарная реактивная мощность всех работающих генераторов в узле	Численный	Мвар
10.	Суммарная минимальная реактивная мощность всех работающих генераторов в узле	Численный	Мвар
11.	Суммарная максимальная реактивная мощность всех работающих генераторов в узле.	Численный	Мвар
12.	Номинальное напряжение	Численный	кВ
13.	Заданный модуль напряжения	Численный	кВ
14.	Расчетный модуль напряжения	Численный	кВ, смотри прим. 1
15.	Расчетный угол напряжения	Численный	градус, смотри прим. 1
16.	Активная проводимость шунта	Численный	мкСм, смотри прим.2
17.	Реактивная проводимость шунта	Численный	мкСм, смотри прим.2
18.	Число реакторов	Численный	смотри прим.2
19.	Проводимость одного реактора	Численный	мкСм, смотри прим.2

Примечания:

1. Параметры 14,15 могут не заполняться.
2. Параметры 16,17 и 18,19 позволяют использовать два способа моделирования шунтирующих реакторов в узле: заданием суммарного шунта в узле или проводимости одного реактора и их количества («минус» - емкостная проводимость).

Данные по ветвям

Данные размещаются на листе «2-Ветви»

№ пп	Наименование параметра	Формат значений	Примечание
1.	Номер узла начала	Численный	
2.	Номер узла конца	Численный	
3.	Номер параллельности ветви	Численный	0 при отсутствии
4.	Состояние ветви	Численный	0 – включена, 1-отключена
5.	Сопротивление R	Численный	Ом смотри прим.2
6.	Сопротивление X	Численный	Ом смотри прим.2
7.	Проводимость на землю B	Численный	мкСм смотри прим.2
8.	Проводимость на землю G	Численный	мкСм смотри прим.2
9.	Вещественная составляющая Kт	Численный	0 при отсутствии, смотри прим.1
10.	Мнимая составляющая Kт	Численный	0 при отсутствии
11.	Допустимый ток	Численный	A
12.	Число реакторов в начале линии	Численный	0 при отсутствии, смотри прим.3
13.	Число реакторов в конце линии	Численный	0 при отсутствии, смотри прим.3
14.	Проводимость одного реактора в начале линии	Численный	мкСм, смотри прим.3
15.	Проводимость одного реактора в конце линии	Численный	мкСм, смотри прим.3

Примечания:

1. В данной таблице приводится информация как по линиям электропередачи, так и по трансформаторам. Признаком трансформатора является вещественная составляющая Kт (коэффициента трансформации – п. 9). В программных комплексах при описании трансформаторной ветви обычно первым

указывают узел с высшим номинальным напряжением. В этом случае Ктр имеет значение меньше единицы.

2. В случае моделирования трансформаторов значения параметров 5, 6, 7 и 8 должны быть отнесены к высшему номинальному напряжению.

3. Параметры 12, 14 и 13, 15 могут отсутствовать. Например, в том случае если линейные реакторы отнесены к узлам примыкания ЛЭП и заданы в виде шунта при описании этих узлов.

Данные по районам

Данные размещаются на листе «3-Районы»

№ пп	Наименование параметра	Формат значений	Примечание
	Номер района	Численный	
	Наименование района	Строковый	Латинскими или русскими буквами

Данные по объектам генерации

Данные размещаются на листе «4-Объекты генерации»*

№ пп	Наименование параметра	Формат значений	Примечание
	Номер объекта	Численный	
	Название объекта	Строковый	Латинскими или русскими буквами
	Номер узла, к которому относится объект	Численный	
	Суммарная активная мощность всех работающих генераторов в узле	Численный	МВт
	Ограничение максимальной активной мощности генерации	Численный	МВт, данные могут не предоставляться
	Ограничение минимальной активной мощности генерации	Численный	МВт, данные могут не предоставляться

* На основе данной таблицы в АО «СО ЕЭС» выполняется актуализация активной мощности генерации в узлах расчетной схемы.

Каждая электростанция, представленная в расчетной схеме, может моделироваться одним или несколькими объектами генерации, в зависимости от схемы замещения электростанции в расчетной схеме энергосистемы. Каждый объект генерации электростанции соответствует совокупности генераторов электростанции, отнесенных к одному узлу расчетной схемы.

Пример: если схема электростанции моделируется 3 узлами, к которым подключены различные генераторы, то количество объектов генерации данной электростанции равно 3.

Правила формирования номеров элементов в единой расчетной модели БРЭЛЛ

В РМ ЭС, входящих в ЭК БРЭЛЛ, может быть принята произвольная нумерация узлов расчетной схемы, энергорайонов и объектов генерации. При синтезе единой расчетной модели ЭК БРЭЛЛ будет выполняться перенумерация номеров элементов в соответствии со следующими правилами.

3.1. Узлы расчетной схемы перенумеровываются по следующему правилу:

$$\text{№ узла в РМ ЭК БРЭЛЛ} = \text{№ э/системы} * 100000 + \text{№ узла в РМ ОЭС},$$

где № э/системы принимается следующим:

8 – ЭС Эстонии	8 – ЭС Латвии	8 – ЭС Литвы
6 – ОЭС Украины	7 – ОЭС Беларуси	

При этом предполагается, что номера узлов в РМ ЭС Литвы, Латвии и Эстонии уникальны и формируются по следующему правилу:

ЭС Эстонии:	ниже 330 кВ	3000-3999, 7000-7999
	330 кВ и выше	6600-6699
ЭС Латвии:	ниже 330 кВ	4000-4999, 8000-8999
	330 кВ и выше	67000 - 67999
ЭС Литвы:	ниже 330 кВ	5000-5999, 9000-9999
	330 кВ и выше	6800-6899

Пример: Номер узла в расчетной модели ЭС Литвы 5001, в единой РМ ЭС ЭК БРЭЛЛ номер узла примет значение: $8 * 100000 + 5001 = 805001$.

3.2. Энергорайоны перенумеровываются по следующему правилу:

$$\text{№ э/района в РМ ЭС} = \text{№ э/системы} * 100 + \text{№ э/района в РМ ОЭС};$$

При этом на значения номеров районов в исходных схемах налагается ограничение – номера не могут принимать значения 100 и более, а также

предполагается, что номера районов в расчетных моделях ЭС Литвы, ЭС Латвии и ЭС Эстонии уникальны. При этом диапазоны допустимых номеров следующие: для ЭС Эстонии 1-30, для ЭС Латвии 31-60, для ЭС Литвы 61-99.

3.3. Объекты генерации перенумеровываются по следующему правилу:

$$\text{№ ген в РМ ЭС} = \text{№ э/системы} * 1000 + \text{№ ген в РМ ОЭС};$$

При этом на значения номеров объектов генерации в исходных схемах налагается ограничение – номера не могут принимать значения 1000 и более, а также предполагается, что номера объектов генерации в расчетных моделях ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы уникальны. При этом диапазоны допустимых номеров следующие: для ЭС Эстонии 1-300, ЭС Латвии 301-600, ЭС Литвы 601-999.

Приложение 2
к Регламенту формирования, внесения
изменений и актуализации расчетной модели
энергосистем ЭК БРЭЛЛ

ФОРМАТ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ АКТУАЛИЗИРОВАННЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЦЕДУРЫ ГОДОВОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Общие положения

Для выполнения процедуры годового планирования в сроки, определенные в п. 4.2.7 настоящего Регламента, Операторы направляют Координатору годового планирования актуализированные данные.

Данные представляются в виде файла формата «*.xls», состоящего из совокупности двух листов, в каждом из которых представлены данные для часа максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца планируемого года и данные для часа минимума нагрузки выходного дня каждого месяца планируемого года.

Перечень данных, предоставляемых АО «СО ЕЭС» представлен в таблице 1.

Перечень данных, предоставляемых «Elering» AS представлен в таблице 2.

Перечень данных, предоставляемых AS «Augstsprieguma tīkls» представлен в таблице 3.

Перечень данных, предоставляемых «Litgrid» AB представлен в таблице 4.

Месяц года	Час макс. (мин.) нагрузок	Потребление МВт	Сальдо МВт	Суммарная генерация, МВт	Генерация по станциям, МВт						LitPolLink МВт	NordBalt МВт	
					Литовская ГРЭС	Крупно ГАЗС	Вильнюс.1 ЭЦ	Каунас ТЭЦ	Сумма ГЭС	Сумма остальной генерации			
январь													
февраль													
март													
апрель													
май													
июнь													
июль													
август													
сентябрь													
октябрь													
ноябрь													
декабрь													

Примечание:

1. Потребление указывается без учета LitPolLink и NordBalt.
2. Суммарная генерация указывается с учетом LitPolLink и NordBalt.

Приложение 3
к Регламенту формирования, внесения
изменений и актуализации расчетной
модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ

ФОРМАТ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ АКТУАЛИЗИРОВАННЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЦЕДУРЫ МЕСЯЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Общие положения

Для выполнения процедуры месячного планирования в сроки, определенные в п. 4.3.6, настоящего Регламента Операторы направляют Координатору месячного планирования актуализированные данные.

Данные представляются в виде файла формата «*.xls». На одном листе должны быть представлены 24 часовые графики типовых дней для каждой недели планируемого месяца (4 рабочих дня и 4 выходных дня).

Перечень данных, предоставляемых АО «СО ЕЭС» представлена в таблице 1.

Перечень данных, предоставляемых РУП «ОДУ» представлена в таблице 2.

Перечень данных, предоставляемых «Elering» AS представлена в таблице 3.

Перечень данных, предоставляемых «Litgrid» AB представлена в таблице 4.

Приложение 4
к Регламенту формирования, внесения
изменений и актуализации расчетной
модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ

Таблица 1. Перечень данных, предоставляемых при суточном планировании

Наименование показателя	Наименование показателя на web-сайте ИСЭИ	Почасовой график		
		1	...	24
ОЭС БЕЛАРУСИ				
Генерация Березовской ГРЭС-15 (бл 1)	Березовская ГРЭС-15 (бл 1)			
Генерация Березовской ГРЭС-15 (бл 3,4)	Березовская ГРЭС-15 (бл 3,4)			
Генерация Березовской ГРЭС-15 (ГТУ бл3)	Березовская ГРЭС-15 (ГТУ бл3)			
Генерация Березовской ГРЭС-15 (ГТУ бл4)	Березовская ГРЭС-15 (ГТУ бл4)			
Генерация Березовской ГРЭС-15 (ПГУ-5,7)	Березовская ГРЭС-15 (ПГУ-5,7)			
Генерация Бобруйской ТЭЦ (тг 1-3)	Бобруйская ТЭЦ (тг 1-3)			
Генерация Гомельской ТЭЦ-26 (тг 1-3)	Гомельская ТЭЦ-26 (тг 1-3)			
Генерация Гродненской ТЭЦ-23 (тг 1,2)	Гродненская ТЭЦ-23 (тг 1,2)			
Генерация Гродненской ТЭЦ-23 (тг 3, 5)	Гродненская ТЭЦ-23 (тг 3, 5)			
Генерация Лукомльской ГРЭС-20 (бл 1-10)	Лукомльская ГРЭС-20 (бл 1-10)			
Генерация Минской ТЭЦ-3 (ПГУ, тг 5-8)	Минская ТЭЦ-3 (ПГУ, тг 5-8)			
Генерация Минской ТЭЦ-4 (бл 1-3)	Минская ТЭЦ-4 (бл 1-3)			
Генерация Минской ТЭЦ-4 (бл 4)	Минская ТЭЦ-4 (бл4)			
Генерация Минской ТЭЦ-4 (бл 5-6)	Минская ТЭЦ-4 (5-бл)			
Генерация Минской ТЭЦ-5 (бл 1-2)	Минская ТЭЦ-5 (бл 1-2)			
Генерация Могилевской ТЭЦ-21 (тг 1-4)	Могилевская ТЭЦ-21 (тг 1-4)			
Генерация Могилевской ТЭЦ-21 (тг 5)	Могилевская ТЭЦ-21 (тг 5)			
Генерация Мозырской ТЭЦ-24 (тг 1)	Мозырская ТЭЦ-24 (тг 1)			
Генерация Мозырской ТЭЦ-24 (тг 2)	Мозырская ТЭЦ-24 (тг 2)			
Генерация Новополоцкой ТЭЦ-14 (тг 1,2,4,7)	Новополоцкая ТЭЦ-14 (тг 1,2,4,7)			
Генерация Новополоцкой ТЭЦ-14 (тг 5,6)	Новополоцкая ТЭЦ-14 (тг 5,6)			
Генерация Светлогорской ТЭЦ-7 (тг 1,5)	Светлогорская ТЭЦ-7 (тг 1,5)			
Генерация Светлогорской ТЭЦ-7 (тг 3,4)	Светлогорская ТЭЦ-7 (тг 3,4)			
Генерация Светлогорской ТЭЦ-7 (тг 6)	Светлогорская ТЭЦ-7 (тг 6)			
Сальдо перетоков электроэнергии (мощности) ОЭС Беларуси	Сальдо Беларуси			

Наименование показателя	Наименование показателя на web-сайте ИСЭИ	Почасовой график		
		1	...	24
Потребление ОЭС Беларуси	Потребление Беларуси			
<i>Обмен электроэнергией (мощностью) ОЭС Беларуси (МВт):</i>				
с ЕЭС России	Россия - Беларусь			
с ОЭС Украины	Украина - Беларусь			
с энергосистемами стран Балтии	Балтия - Беларусь			
ЕЭС РОССИИ (данные передаются в составе актуализированной расчетной модели)				
Генерация Смоленской АЭС				
Генерация Калининской АЭС				
Генерация Ленинградской АЭС				
Генерация Киришской ГРЭС				
Генерация Псковской ГРЭС				
Генерация Калининградской ТЭЦ-2				
Генерация Конаковской ГРЭС				
Генерация Курской АЭС				
Генерация Ленинградской энергосистемы				
Генерация Псковской энергосистемы				
Генерация Новгородской энергосистемы				
Генерация Калининградской энергосистемы				
Генерация Смоленской энергосистемы				
Потребление Ленинградской энергосистемы				
Потребление Псковской энергосистемы				
Потребление Новгородской энергосистемы				
Потребление Калининградской энергосистемы				
Потребление Смоленской энергосистемы				
Энергосистема ЭСТОНИИ				
Генерация Эстонской электростанции	Эстонская ЭС			
Генерация Балтийская электростанции	Балтийская ЭС			
Генерация Иру ТЭЦ	Иру ТЭЦ			
Переток по ESTLINK-1	ESTLINK-1			

Наименование показателя	Наименование показателя на web-сайте ИСЭИ	Почасовой график		
		1	...	24
Переток по ESTLINK-2	ESTLINK-2			
Сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистемы Эстонии	Сальдо Эстонии			
Потребление энергосистемы Эстонии	Потребление Эстонии			
<i>Обмен электроэнергией (мощностью) энергосистемы Эстонии (МВт):</i>				
с ЕЭС России	Россия - Эстония			
Энергосистема ЛАТВИИ				
Генерация Рижской ГЭС	Рижская ГЭС			
Генерация Плявинской ГЭС	Плявинская ГЭС			
Генерация Кегумской ГЭС-1	Кегумская ГЭС-1			
Генерация Кегумской ГЭС-2	Кегумская ГЭС-2			
Генерация Рижской ТЭЦ-1	Рижская ТЭЦ-1			
Генерация Рижской ТЭЦ-2	Рижская ТЭЦ-2			
Генерация ТЭС Иманта	ТЭС Иманта			
Сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистемы Латвии	Сальдо Латвии			
Потребление энергосистемы Латвии	Потребление Латвии			
<i>Обмен электроэнергией (мощностью) энергосистемы Латвии (МВт):</i>				
с ЕЭС России	Россия - Латвия			
Энергосистема ЛИТВЫ				
Генерация Мажекяйской электростанции	Мажекяйская ЭС			
Генерация Литовской электростанции	Литовская ЭС			
Генерация Круонио ГАЭС	Круонио ГАЭС			
Генерация Вильнюсской электростанции -2	Вильнюсская ЭС-2			
Генерация Вильнюсской электростанции -3	Вильнюсская ЭС-3			
Генерация Каунасской ГЭС	Каунасская ГЭС			
Генерация Каунасской электростанции	Каунасская ЭС			
Переток по LitPolLink	LitPolLink			
Переток по NordBalt	NordBalt			
Сальдо перетоков электроэнергии (мощности) энергосистемы Литвы	Сальдо Литвы			
Потребление энергосистемы Литвы	Потребление Литвы			

Наименование показателя	Наименование показателя на web-сайте ИСЭИ	Почасовой график		
		1	...	24
<i>Обмен электроэнергией (мощностью) энергосистемы Литвы (МВт):</i>				
с ЕЭС России (без Калининградской энергосистемы)	Литва - Россия			
с Калининградской энергосистемой	Литва - Янтарь			
с ОЭС Беларуси	Литва - Беларусь			

Приложение 5
к Регламенту формирования, внесения
изменений и актуализации расчетной
модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ

Перечень мер, позволяющих ввести режим в допустимую область, в случае если режимы ЭК БРЭЛЛ на этапе суточного планирования и управления режимом содержат нарушения допустимых параметров режимов

Меры, позволяющие ввести режим в допустимую область в случае, если режимы ЭК БРЭЛЛ на этапе суточного планирования и управления режимом содержат нарушения допустимых параметров		Возможность практического применения в энергосистемах (Да/Нет)	
Тип меры	Наименование меры	Этап суточного планирования	Ведение режима
I. Изменение топологии сети	Изменение топологии электрической сети для оптимизации перетоков, не связанное с ремонтами ЛЭП, оборудования и устройств (вывод в/из резерва).	Да	Да
		Использование может быть ограничено по условиям уровней напряжения, ремонтной схемы, перетоков и др.	
	Ввод в работу в срок аварийной готовности ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в ремонте.	Да	Да
		Не более двух раз в месяц для каждой энергосистемы ЭК БРЭЛЛ.	
Отказ от планируемых ремонтов ЛЭП, оборудования и устройств.	Да	Да	
	Зависит от характера выполняемых работ, возможности переноса ремонта на другой срок (должна быть обеспечена возможность ремонта в период не более 2-х месяцев с момента отказа)	Ограничено моментом принятия решения по выводу в ремонт в сутки X.	
II. Изменение сальдо (генерации)	Коммерческая операция по покупке электроэнергии в соседней области регулирования для предотвращения перегрузки линии (аварийная помощь)	Нет	Да