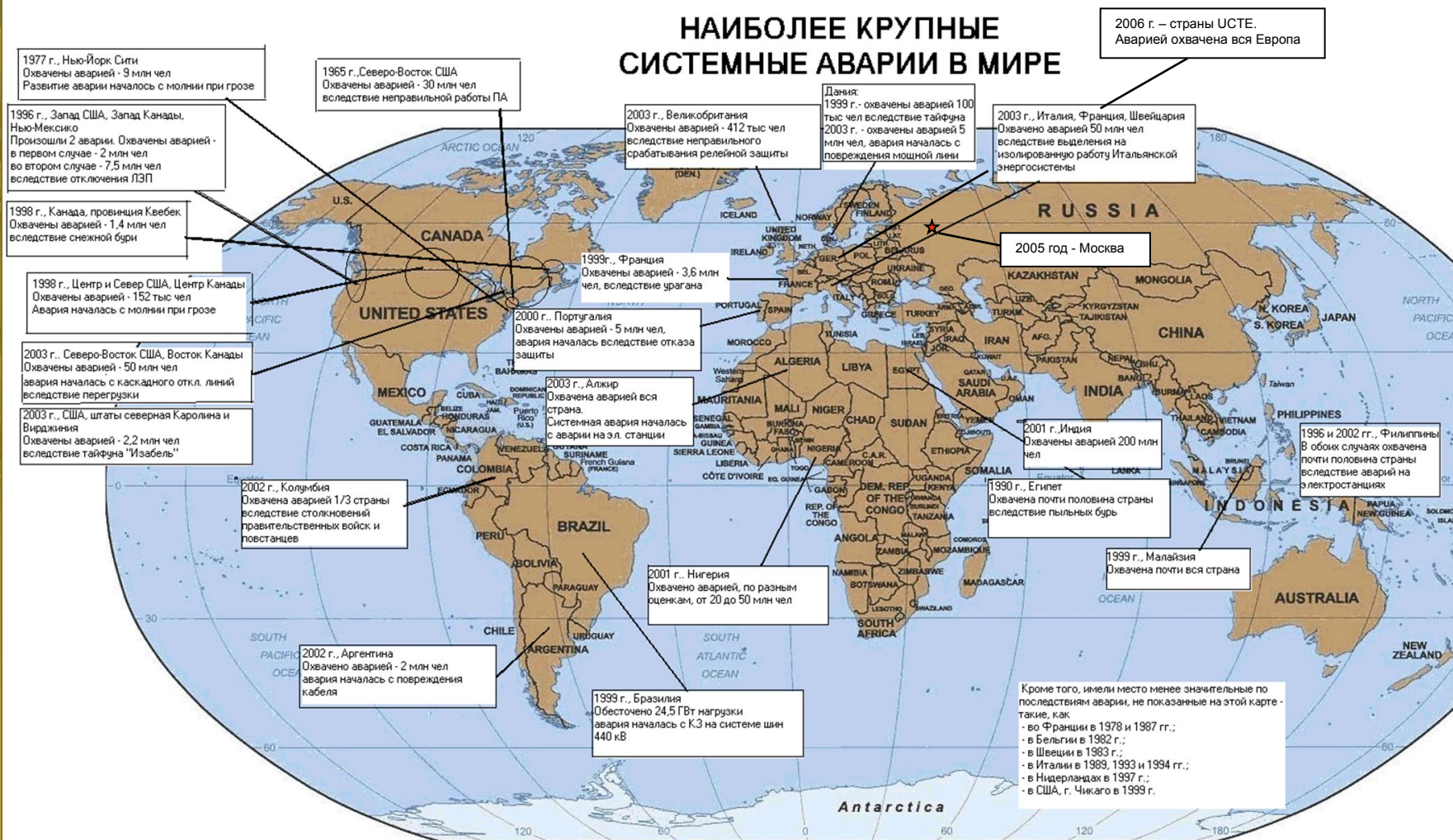


ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА XXI: **ЗНАМЕНИТЫЕ** **СИСТЕМНЫЕ АВАРИИ**

*Главный специалист
СЦТПП ОДУ Северо-Запада
к.т.н., доц. Ножин Л.Э.*

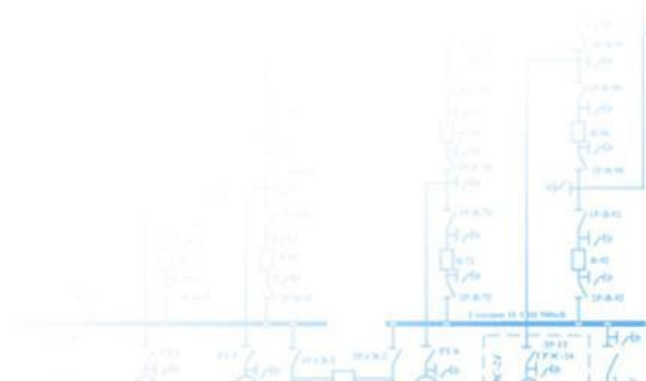
НАИБОЛЕЕ КРУПНЫЕ СИСТЕМНЫЕ АВАРИИ В МИРЕ



- ❑ **Несовершенство диспетчерского управления:**
 - ✓ отсутствие централизованной системы оперативно-диспетчерского управления, несогласованность действий диспетчеров горизонтально интегрированных энергокомпаний;
 - ✓ оперативно-диспетчерская система управления не соответствует сложившейся системе рыночных взаимоотношений между субъектами рынка;
 - ✓ несоблюдение диспетчерскими центрами требований критериев надежности энергосистем.
- ❑ **Износ оборудования электрических сетей, электростанций. Невозможность применения средств регулирования напряжения и реактивной мощности, недостаточный диапазон регулирования реактивной мощности.**
- ❑ **Отсутствие автоматического противоаварийного управления, предотвращающего нарушение устойчивости, или его недостаточная эффективность.**
- ❑ **Возникновение множественных ненормативных аварийных возмущений.**

- **Возникновение ненормативных аварийных возмущений:**
 - ✓ отключение нескольких ЛЭП из-за стихийных явлений, неудовлетворительного состояния трасс ЛЭП, неправильных действий устройств РЗА...
 - ✓ возникновение значительного (нерасчетного) дефицита активной, реактивной мощности из-за аварий на крупных электростанциях...
- **Режим энергосистемы не соответствует критерию надежности из-за:**
 - ✓ недостаточности объемов резервов активной и реактивной мощности для восстановления нормального режима энергосистемы после возникновения нормативного аварийного возмущения;
 - ✓ объем средств противоаварийного управления (ОН, ОГ) не соответствует заданным значениям;

- Неадекватная реакция диспетчерского персонала вследствие:
- ✓ отсутствия необходимой информации для принятия решения о приведении режима энергосистемы в нормальное состояние;
 - ✓ отсутствия знаний и умений действовать в данной ситуации.





**(по материалам журнала
ELECTRA № 196 от 06.01.2001)**

The background of the slide features two large, lattice-structured high-voltage power line towers. They are positioned on either side of the center, with multiple cross-arms and insulators visible. The sky is filled with dramatic, golden-yellow and orange clouds, suggesting a sunset or sunrise. The overall tone is warm and industrial.

Описание энергосистемы Индии



СЕВЕРНЫЙ РЕГИОН

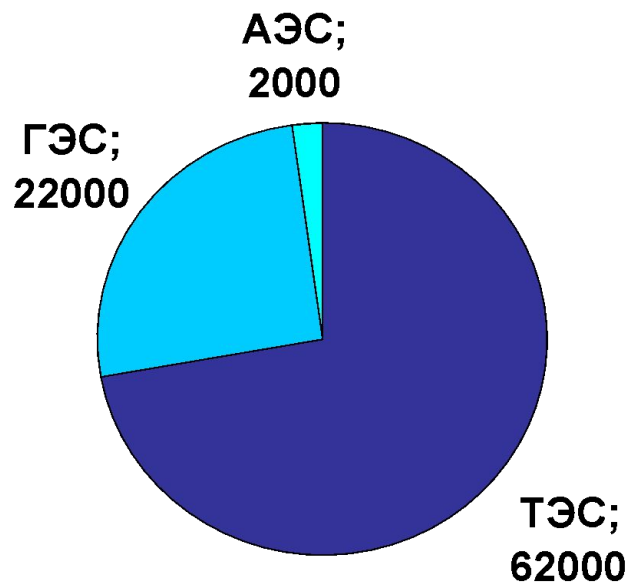
ВОСТОЧНЫЙ РЕГИОН

ЗАПАДНЫЙ РЕГИОН

ЮЖНЫЙ РЕГИОН

Население – 920 млн. чел.
Установленная мощность
~84 000 МВт

8



Максимум нагрузки – 68 000 МВт
Потери ~19 000 МВт

Сильно устарело оборудование ЭС.
Необходима модернизация
55 ГЭС и 44 ТЭС (25 000 МВт).



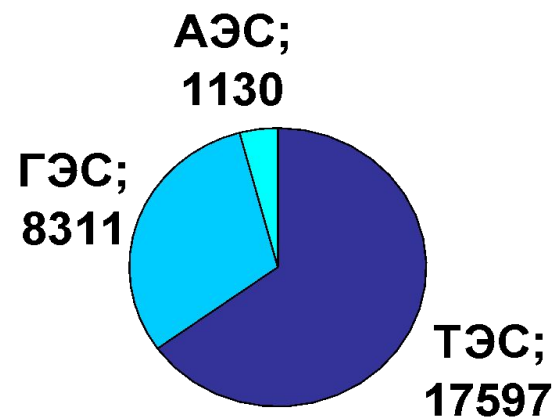
Пояс Гималаев
ГЭС

СЕВЕРНЫЙ РЕГИОН

9

На 01.01.01

Установленная Мощность:
27042 МВт



Угольный бассейн
Район генерации

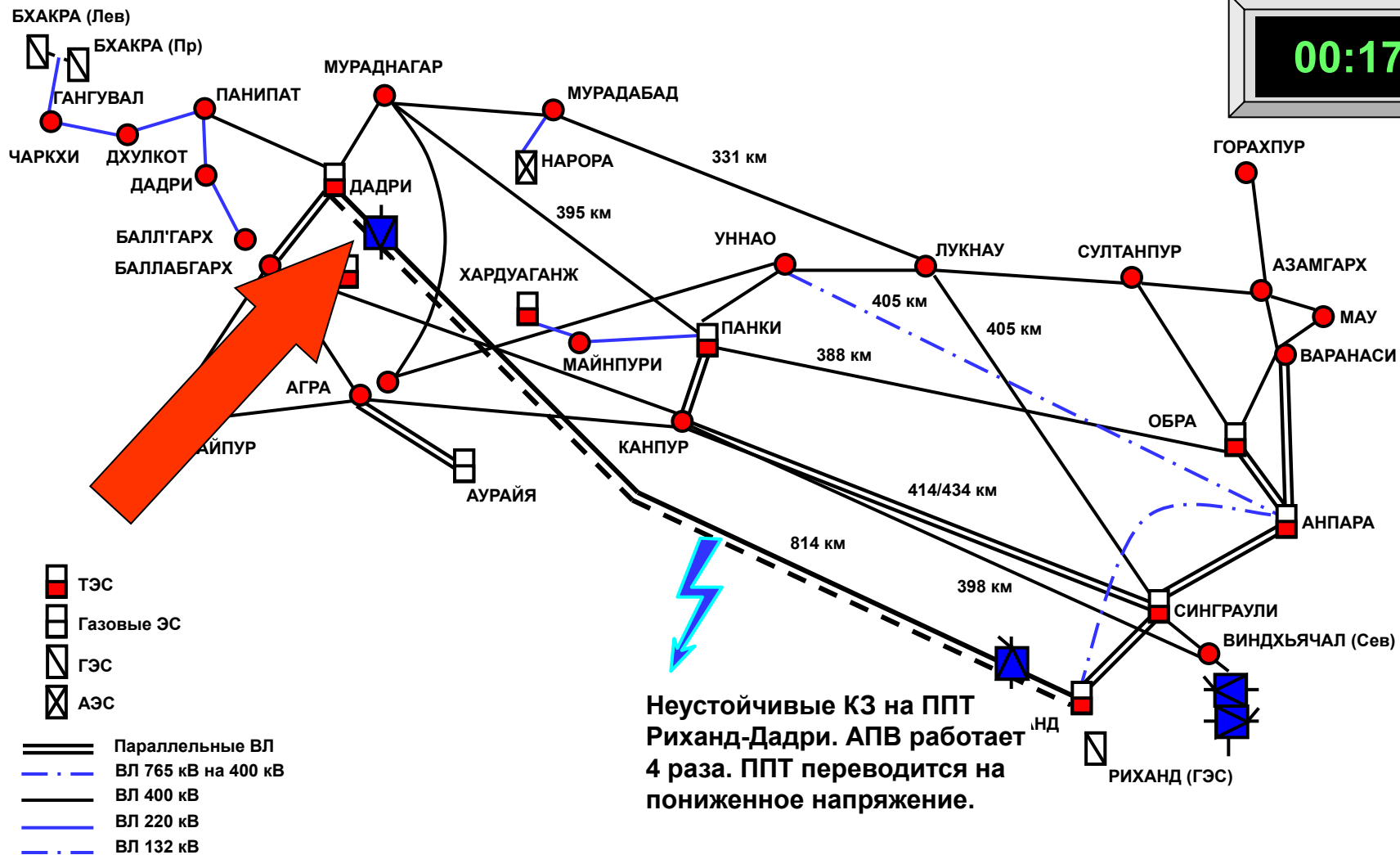
— ППТ 500 кВ 1500 МВт
— ВЛ 400 кВ — ВЛ 220 кВ



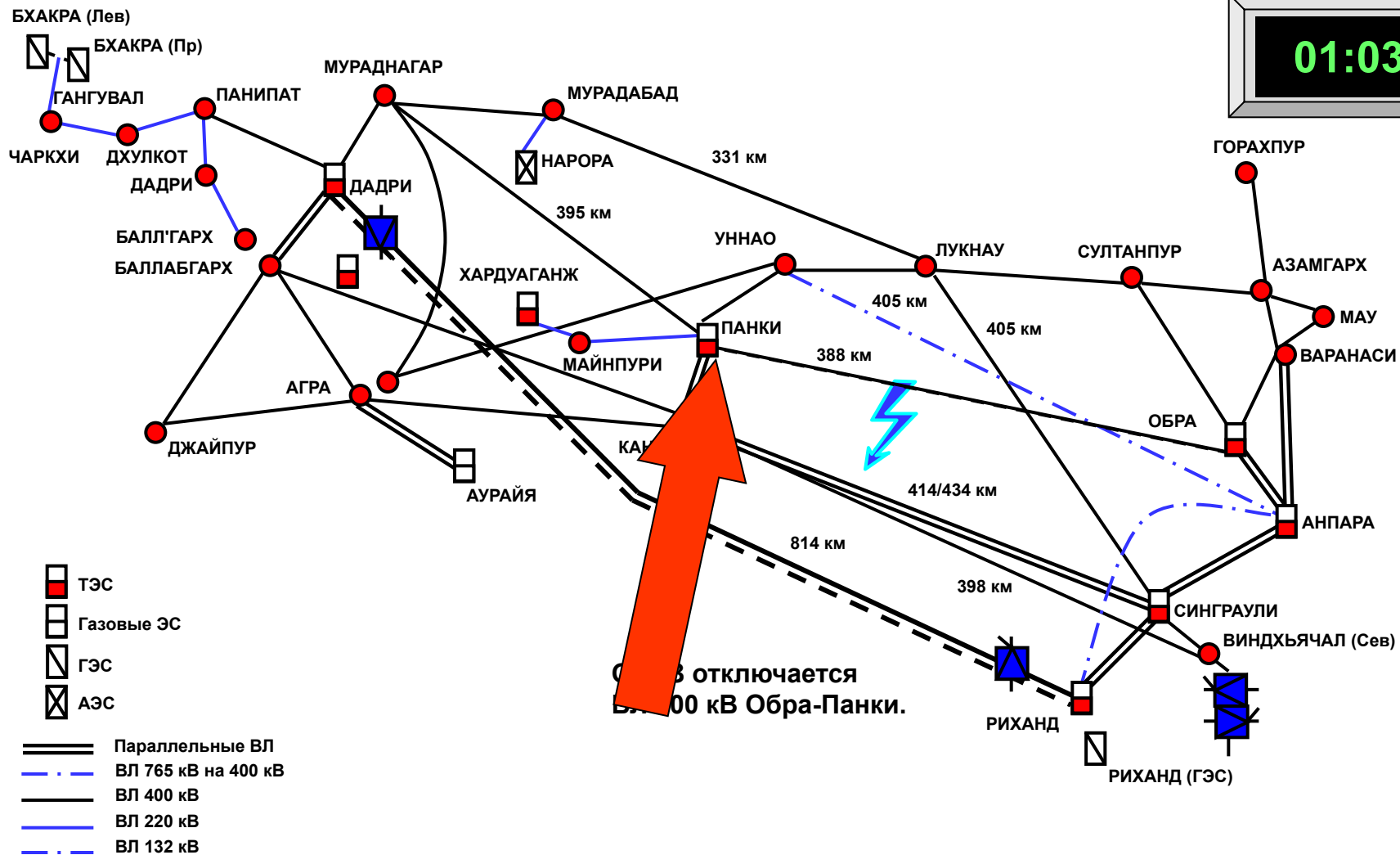
The image shows two large, lattice-structured power line towers standing prominently against a sky filled with dramatic, golden-yellow clouds. The towers are silhouetted against the bright, low sun, which creates a strong backlighting effect. Numerous power lines stretch across the frame, connecting the towers and receding into the distance. The overall mood is one of industrial scale set against the power of nature.

Хронология аварии

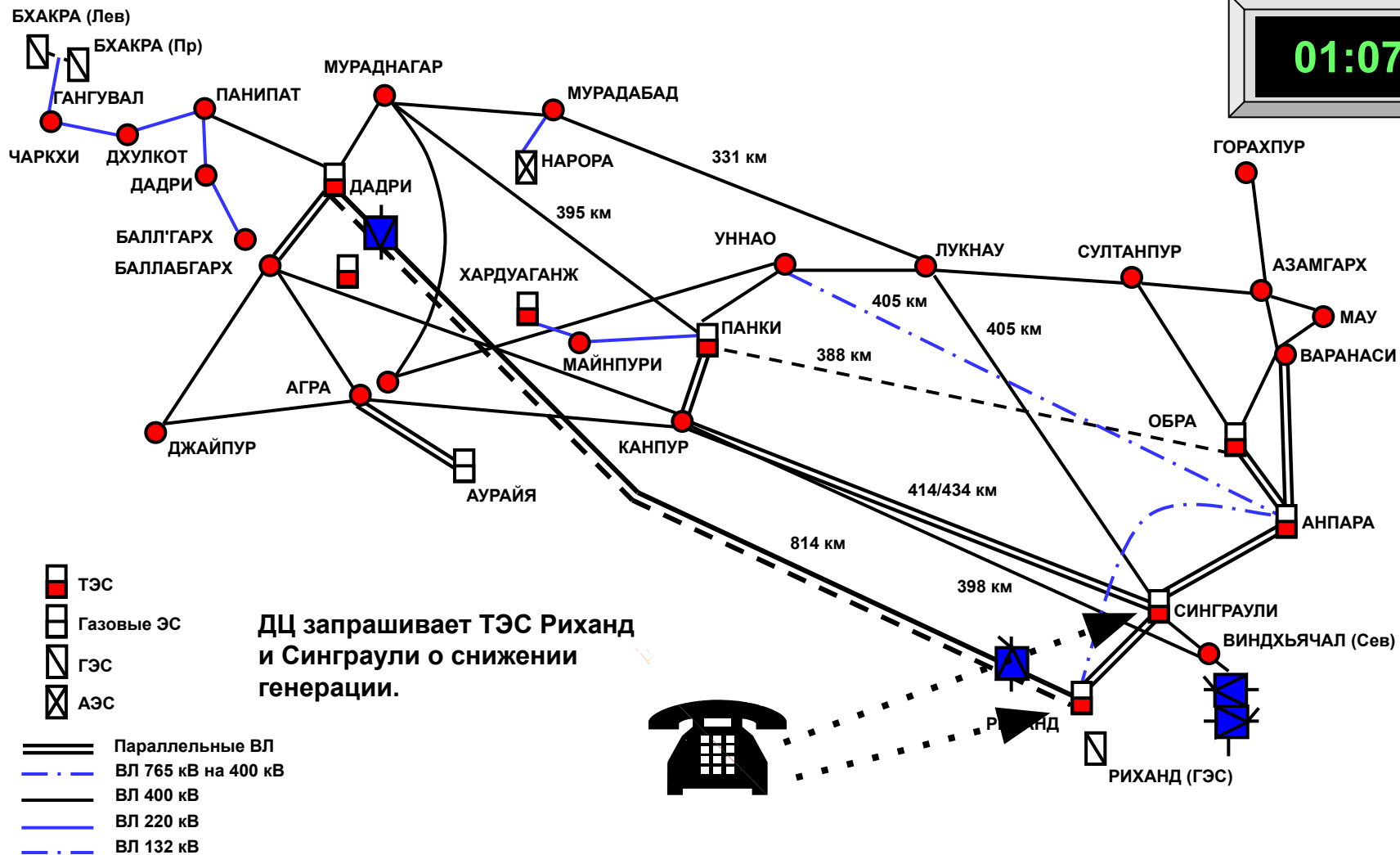
00:17



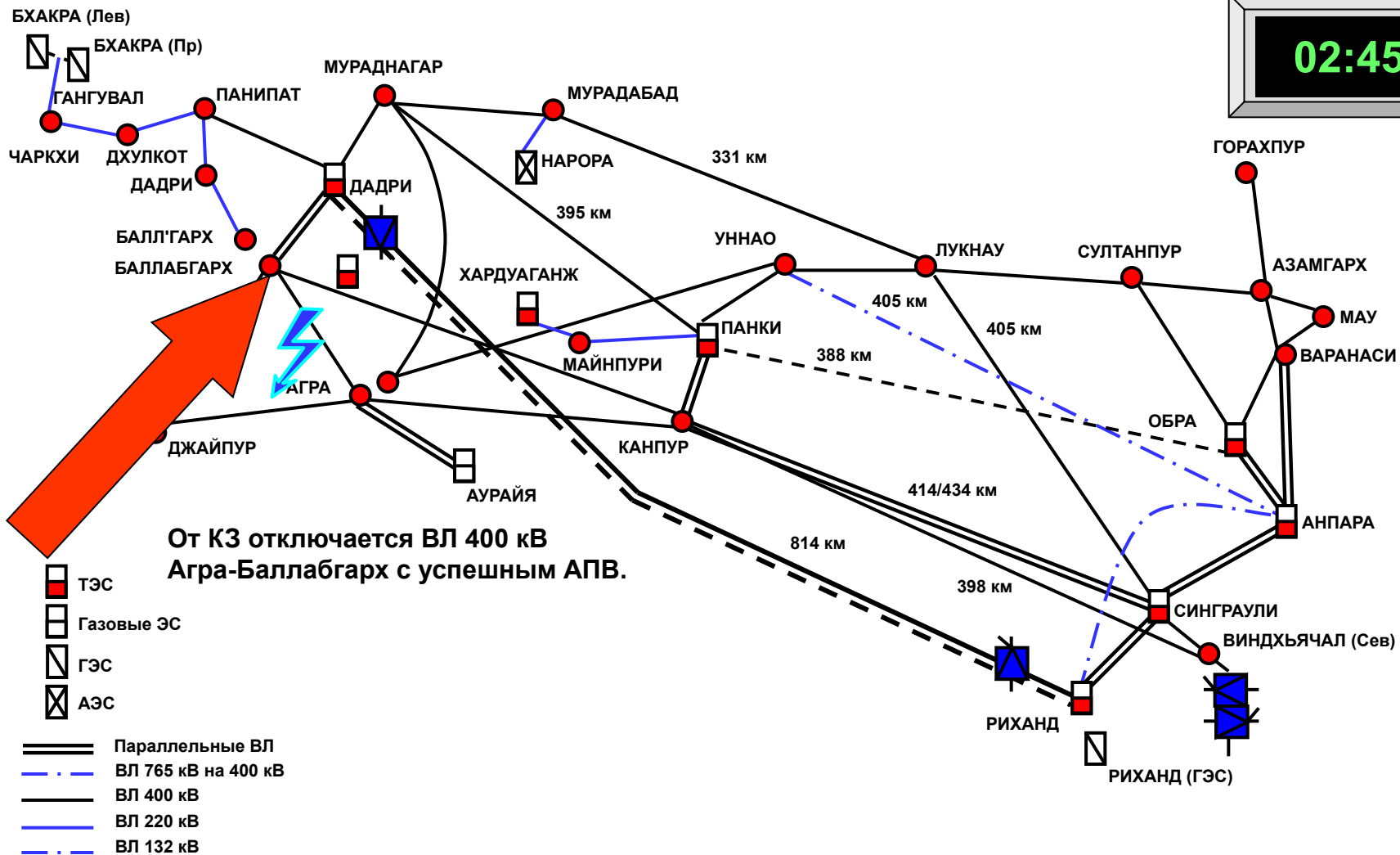
01:03



01:07



02:45



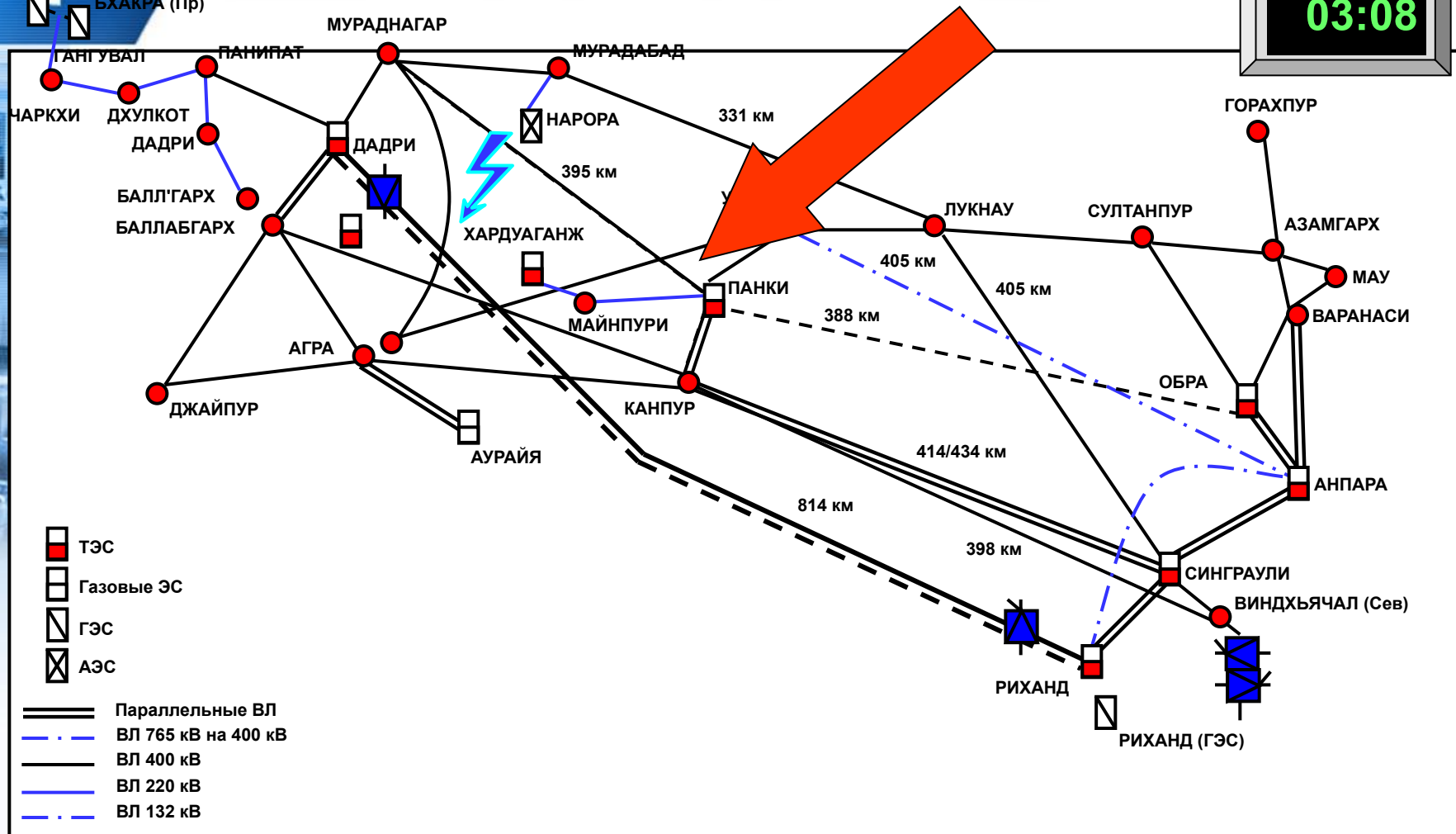


БХАКРА (Лев)

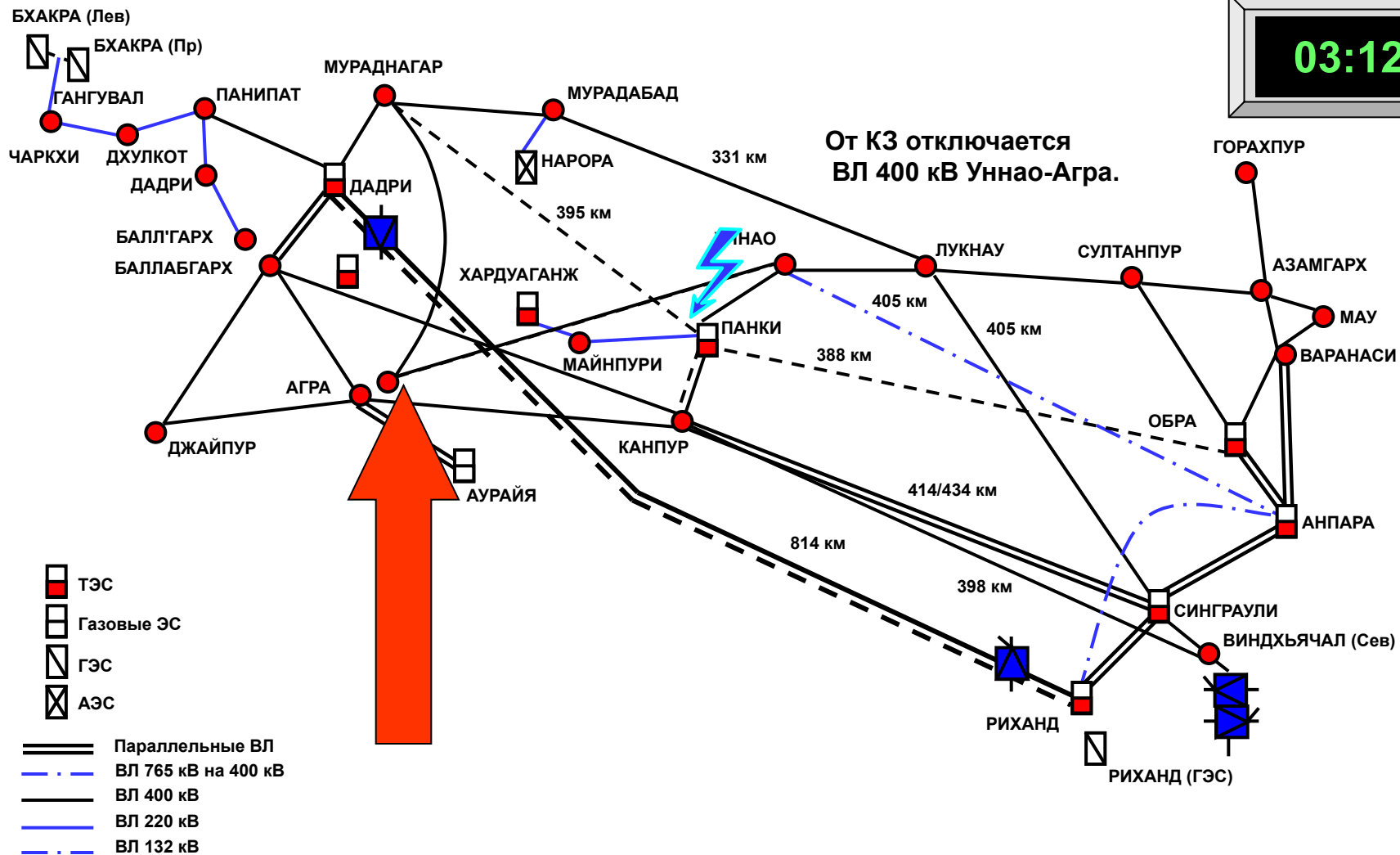
БХАКРА (Пр)

КЗ на ВЛ 400 кВ Панки-Мураднагар. ВВ на ТЭС Панки не работает, от УРОВ отключаются ВЛ 400 кВ Панки-Мураднагар, Панки-Канпур-2 и трансформатор 400/220 кВ на ТЭС Панки.

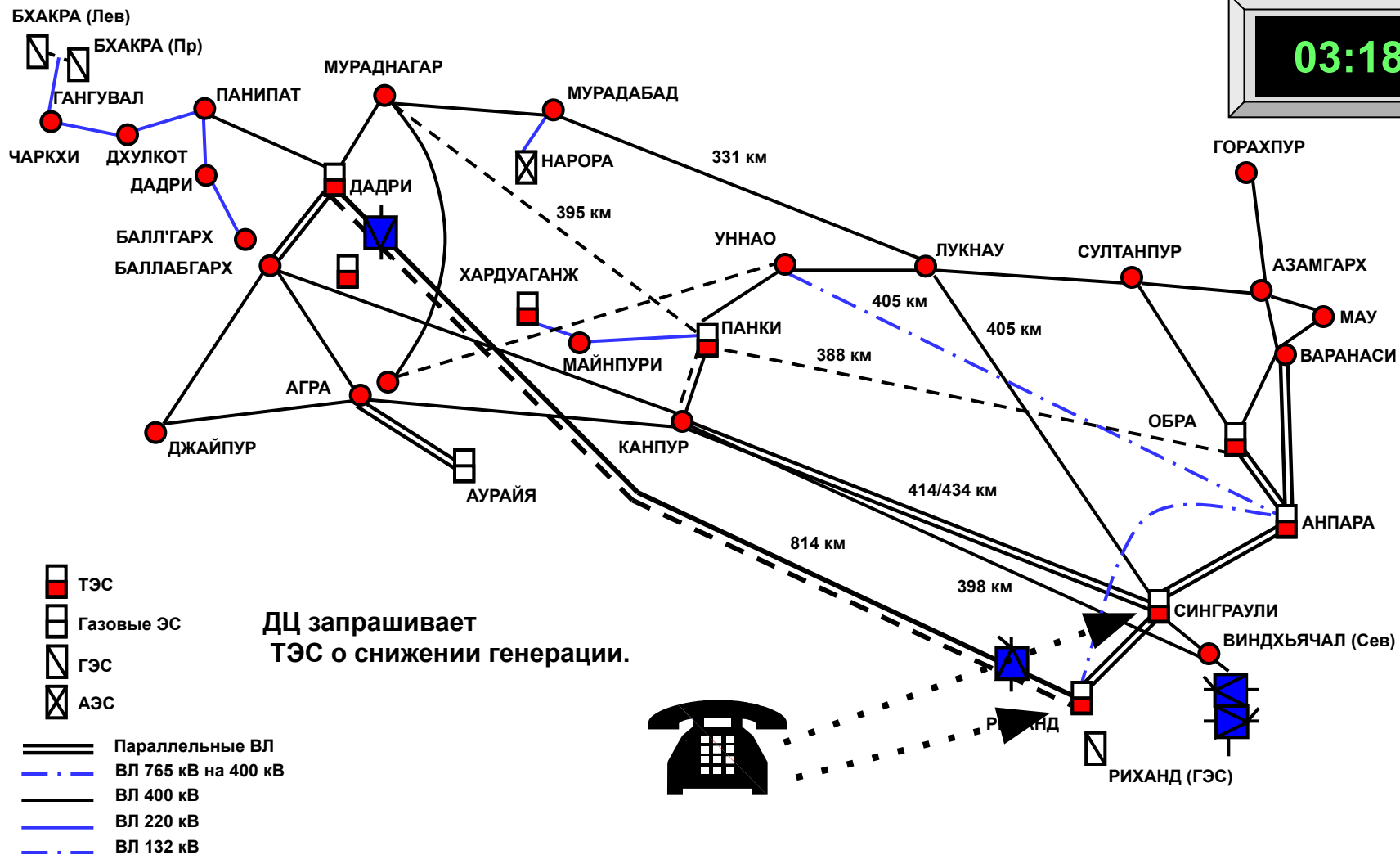
03:08



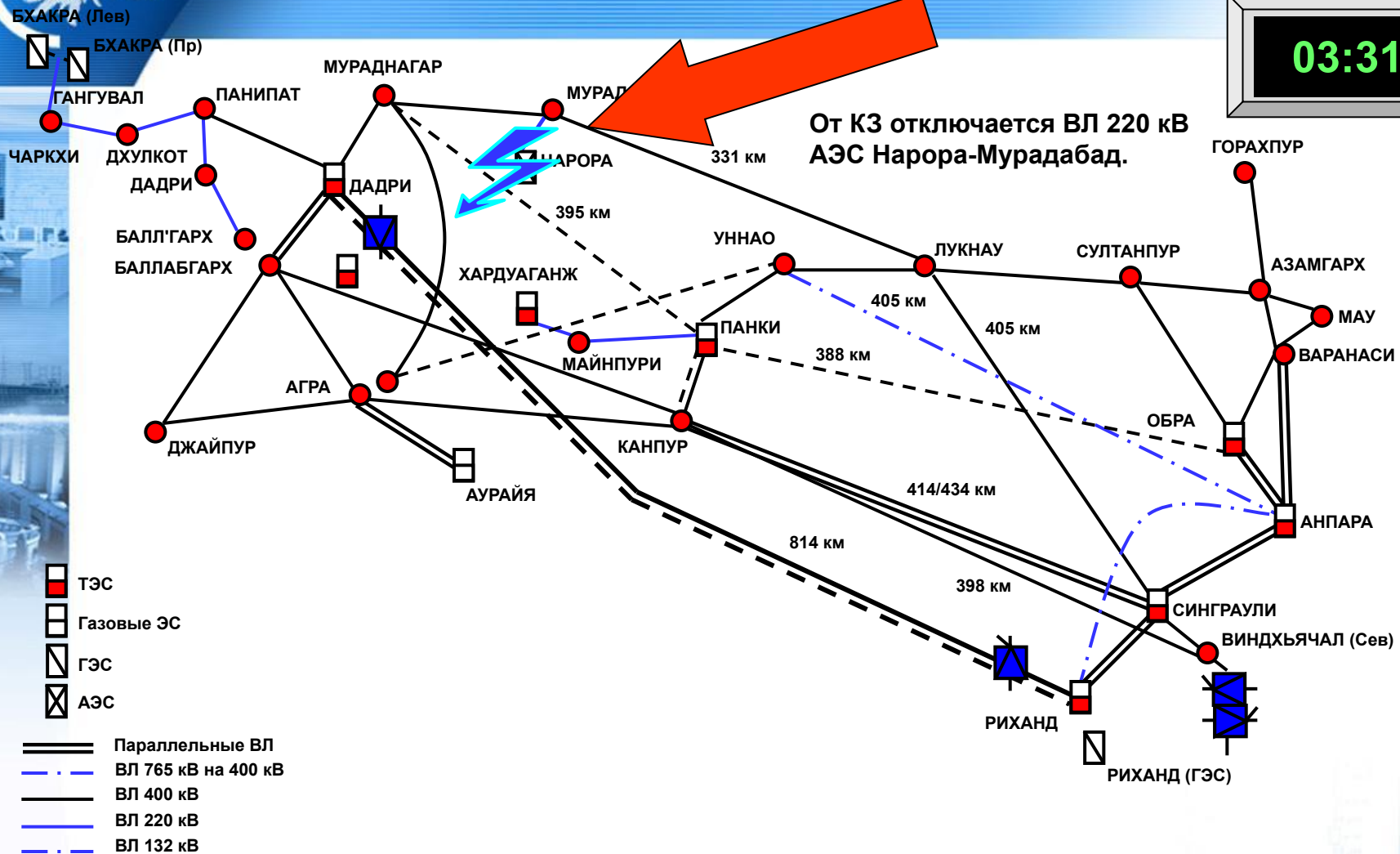
03:12

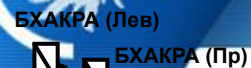


03:18



03:31





03:33

ГАНГУВАЛ ПАНИПАТ МУРАДНАГАР МУРАДАБАД

ЧАРКХИ ДХУЛКОТ ДАДРИ

БАЛЛ'ГАРХ БАЛЛАБГАРХ

АГРА

ДЖАЙПУР

ДАДРИ

ХАРДУАГАНЖ

НАРОРА

УННАО

ПАНКИ

МАЙНПУРИ

КАНПУР

АУРАЙЯ

ЛУКНАУ

СУЛТАНПУР

ГОРАХПУР

АЗАМГАРХ

МАУ

ВАРАНАСИ

ОБРА

АНПАРА

СИНГРАУЛИ

РИХАНД

РИХАНД (ГЭС)

ВИНДХЬЯЧАЛ (Сев)

331 км

395 км

405 км

405 км

388 км

414/434 км

814 км

398 км

От КЗ отключается ВЛ 400 кВ Канпур-Агра с успешным АПВ.

ТЭС

Газовые ЭС

ГЭС

АЭС

Параллельные ВЛ

ВЛ 765 кВ на 400 кВ

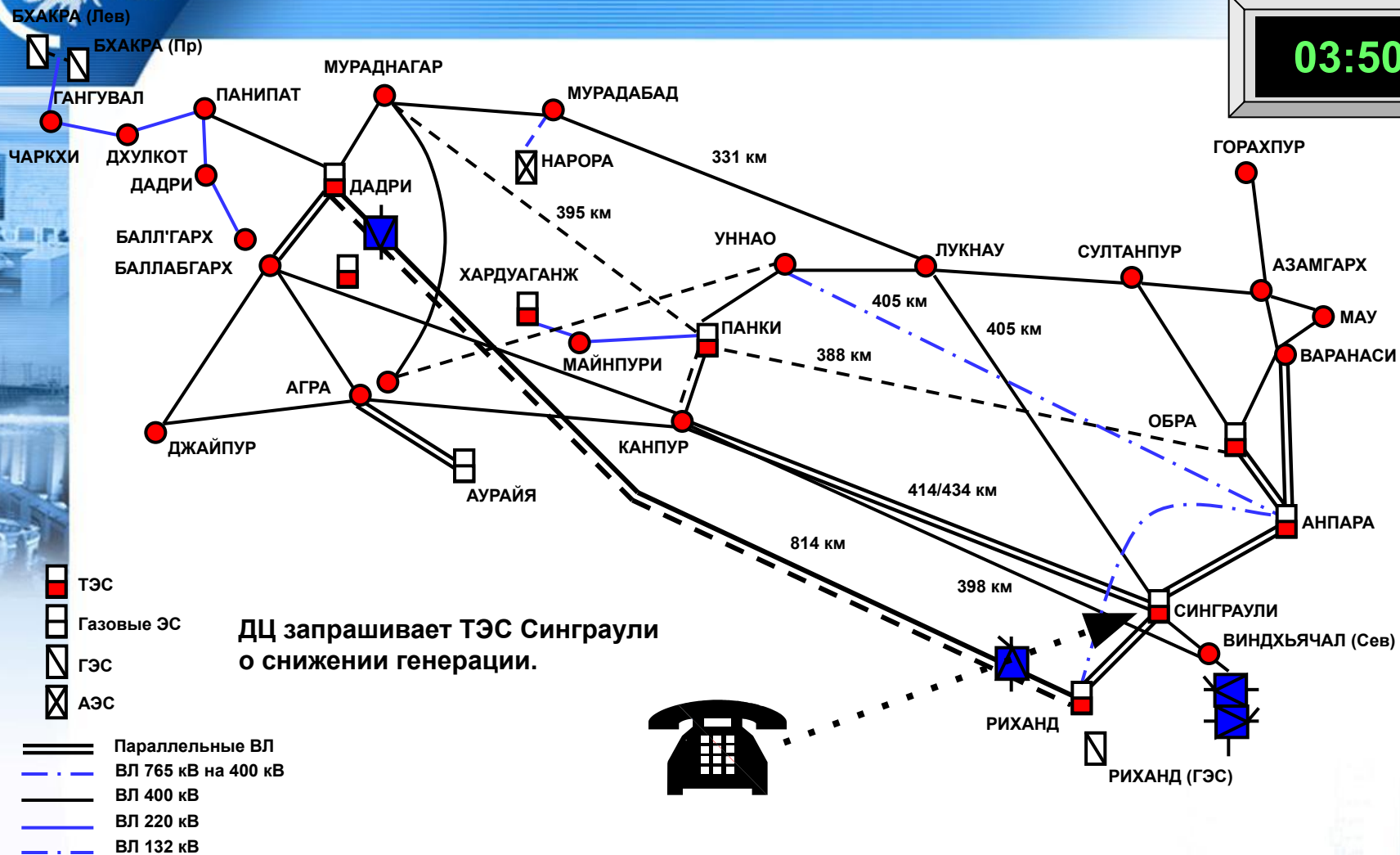
ВЛ 400 кВ

ВЛ 220 кВ

ВЛ 132 кВ

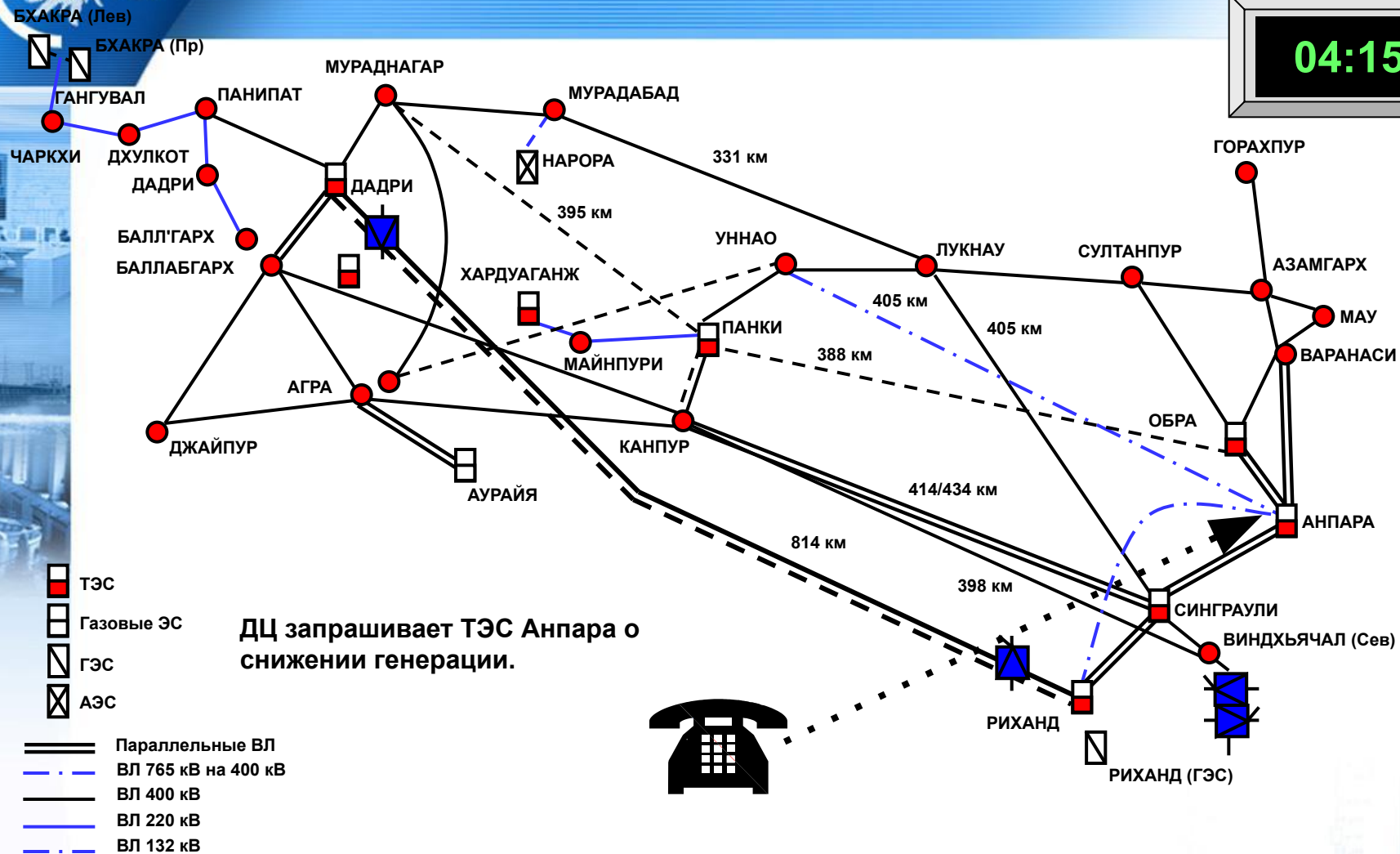


03:50





04:15

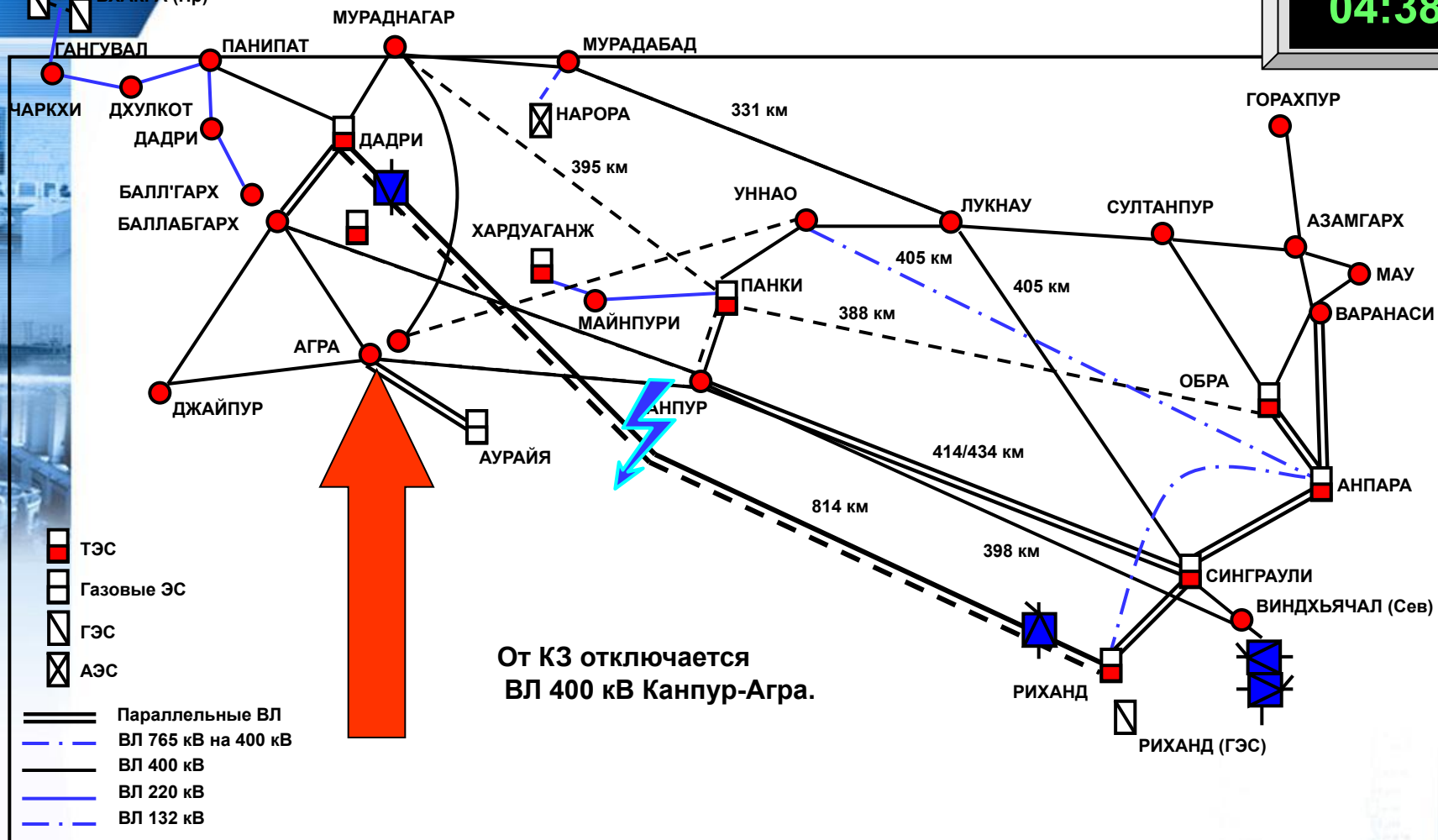




БХАКРА (Лев)

БХАКРА (Пр)

04:38





БХАКРА (Лев)

БХАКРА (Пр)

ГАНГУВАЛ

ПАНИПАТ

МУРАДНАГАР

МУРАДАБАД

ЧАРКХИ

ДХУЛКОТ

ДАДРИ

ДАДРИ

НАРОРА

УННАО

ЛУКНАУ

СУЛТАНПУР

ГОРАХПУР

04:38

БАЛЛ'ГАРХ

БАЛЛАБГАРХ

ХАРДУАГАНЖ

ПАНКИ

МАЙНПУРИ

ДЖАЙПУ

АУРАЙЯ

КАНПУР

405 км

405 км

388 км

ОБРА

АЗАМГАРХ

МАУ

ВАРАНАСИ

АНПАРА

СИНГРАУЛИ

ВИНДХЬЯЧАЛ (Сев)

РИХАНД

РИХАНД (ГЭС)

ТЭС

Газовые ЭС

ГЭС

АЭС

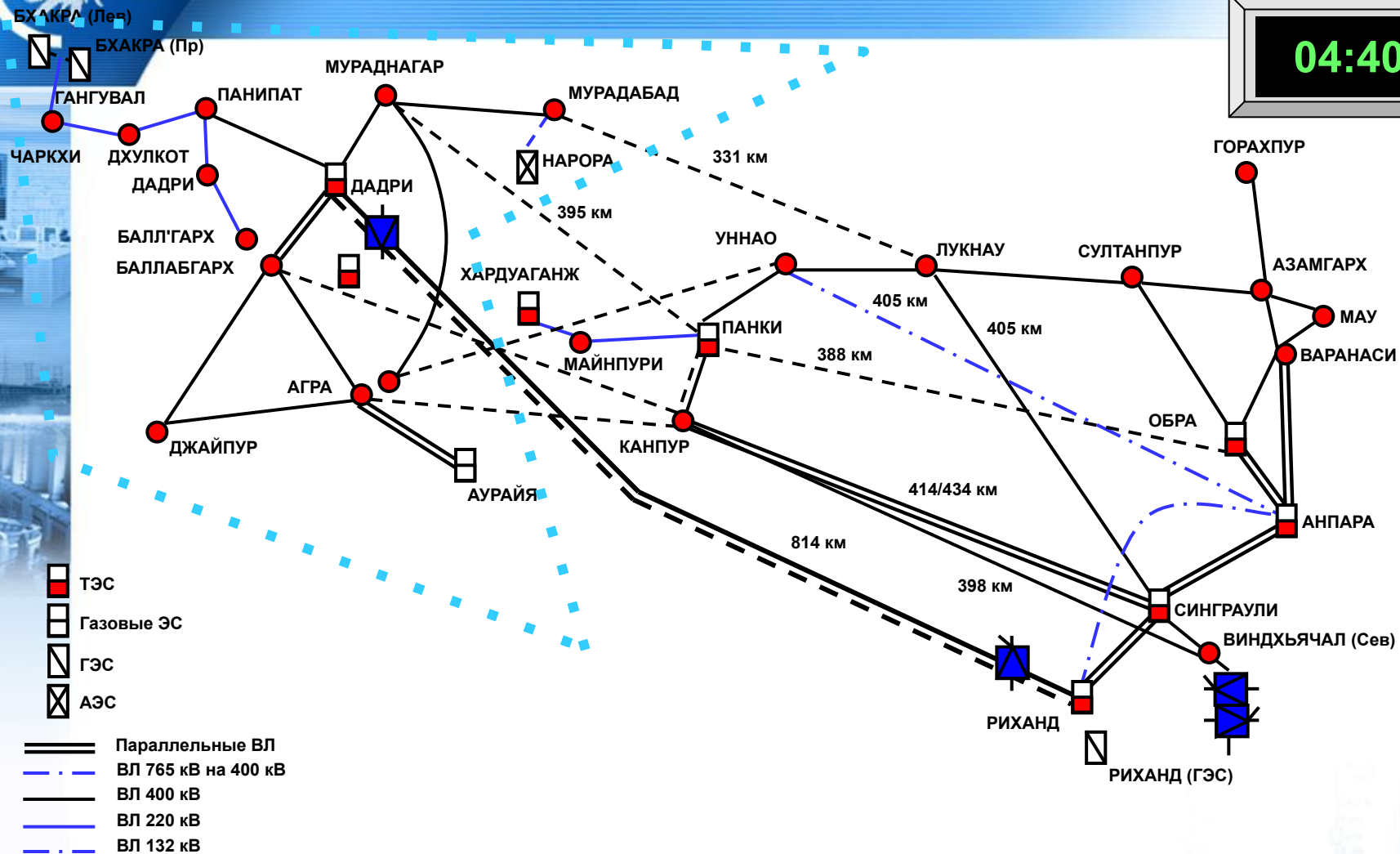
Параллельные ВЛ
ВЛ 765 кВ на 400 кВ
ВЛ 400 кВ
ВЛ 220 кВ
ВЛ 132 кВ

От качаний отключаются ВЛ 400 кВ Лукнау-Мурадабад и Канпур-Баллабгарх. Разделение восточной и западной частей сети.



Лавина частоты в западной части, эта часть гаснет.

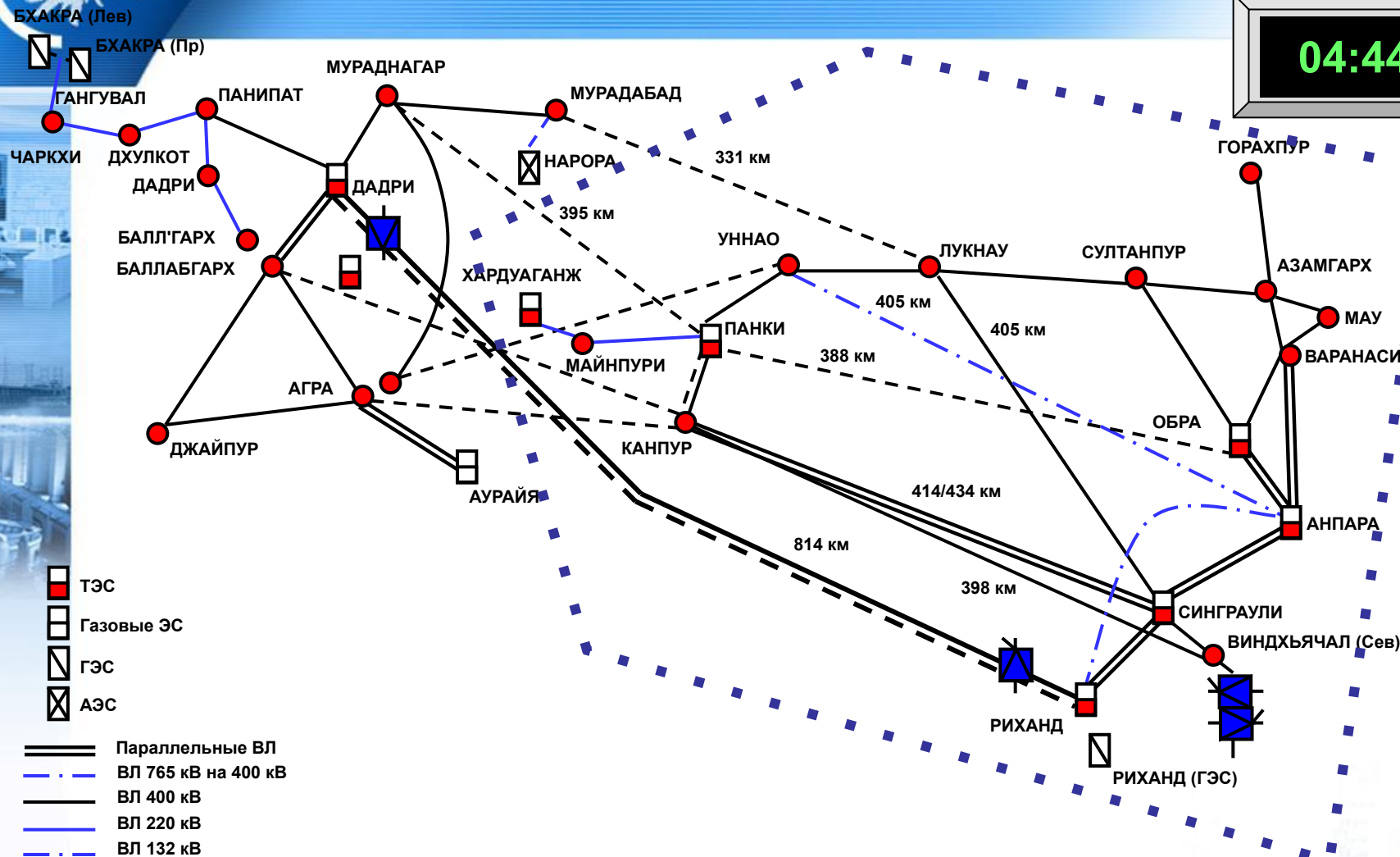
04:40





Частота в восточной части повышается до 52,5 Гц, генераторы отключаются от повышения частоты, эта часть также гаснет.

04:44



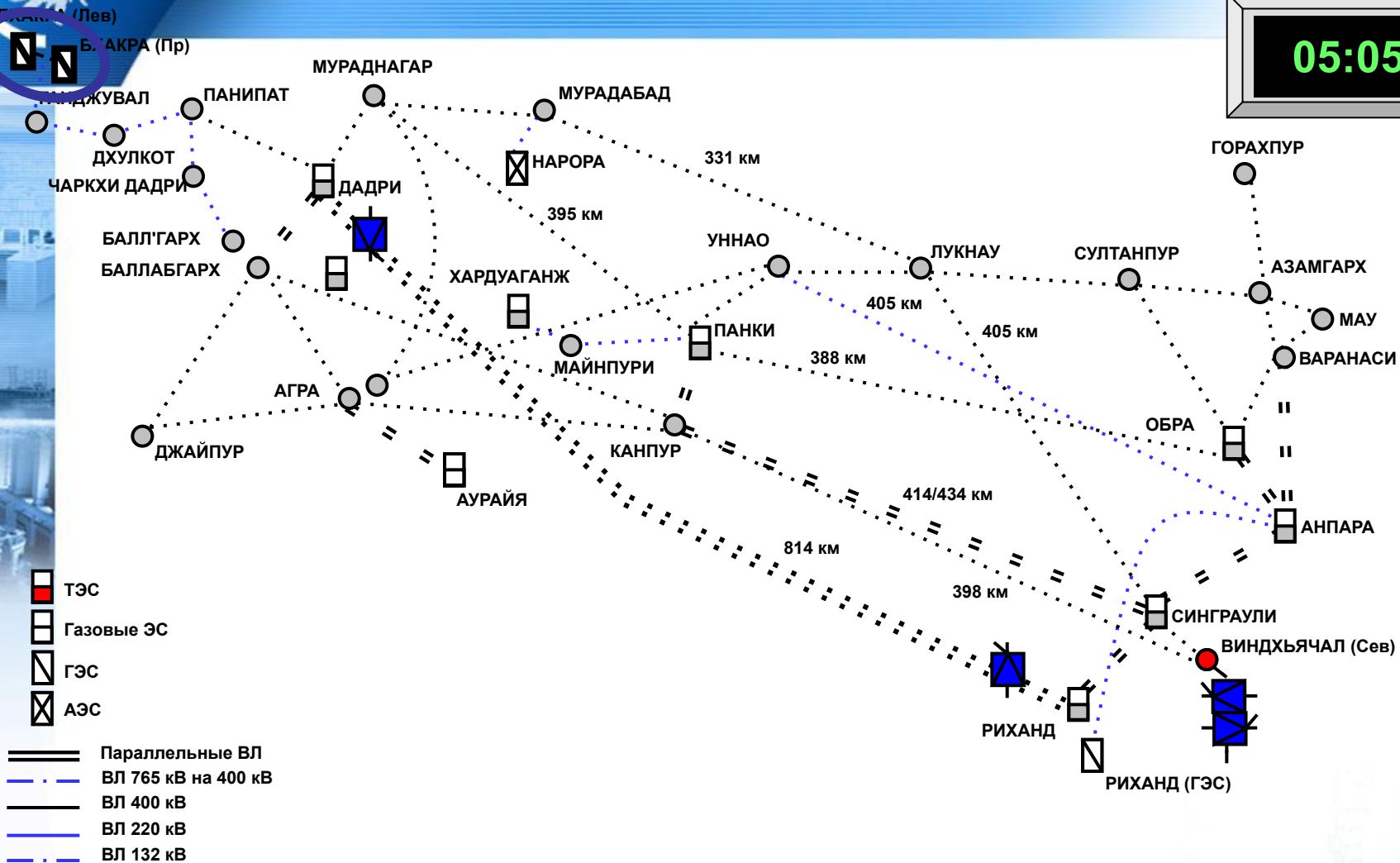
The background of the image shows two large, lattice-structured power line towers. They are positioned on either side of the central text, with multiple high-voltage power lines stretching across the frame. The sky is filled with heavy, textured clouds, and the overall color palette is dominated by warm, golden-yellow and orange tones, suggesting a sunrise or sunset. The text is centered and overlaid on the image.

Восстановление электроснабжения региона после аварии

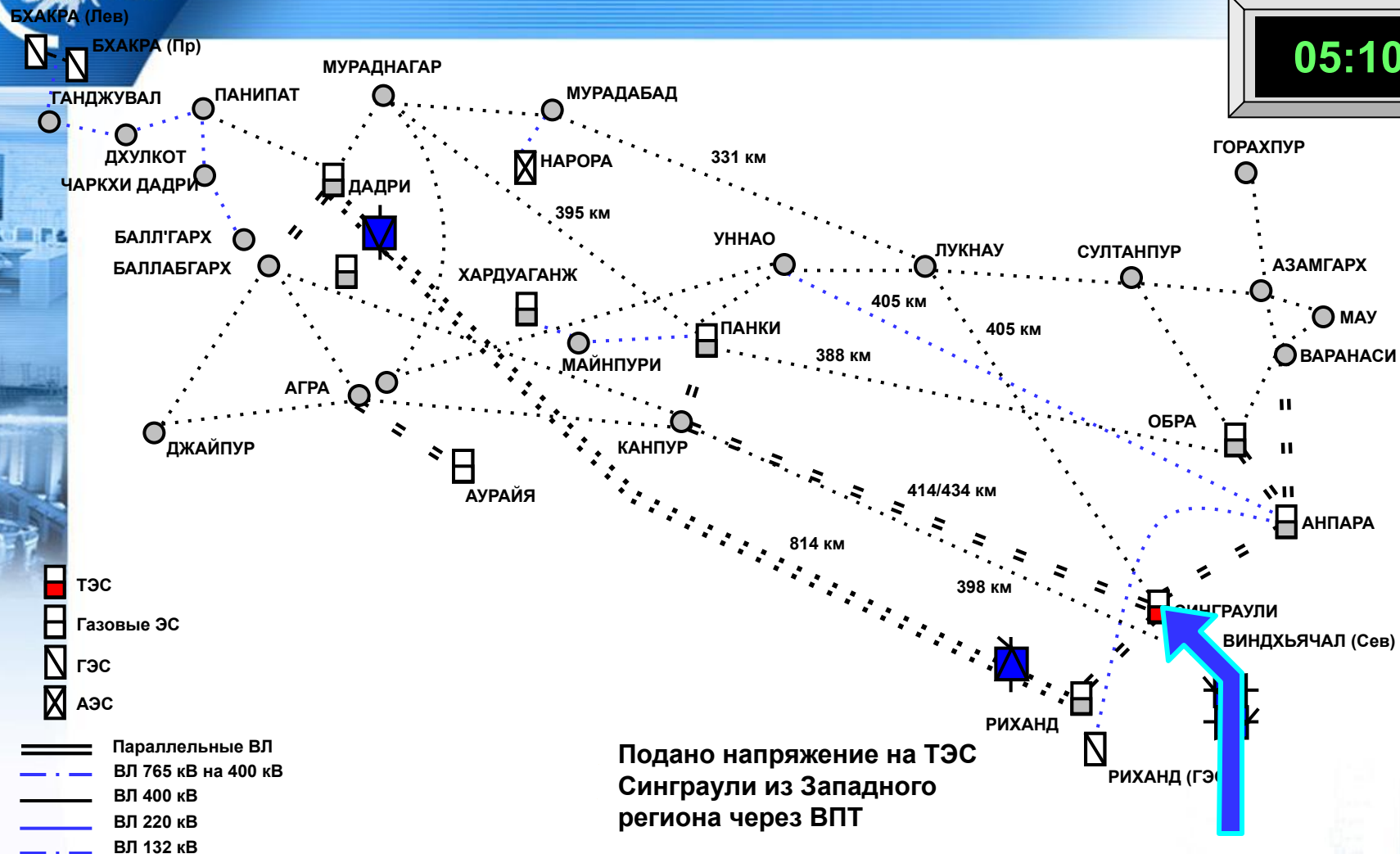


Попытки запустить генераторы ГЭС Бхакра, но генераторы не могли стабилизироваться.

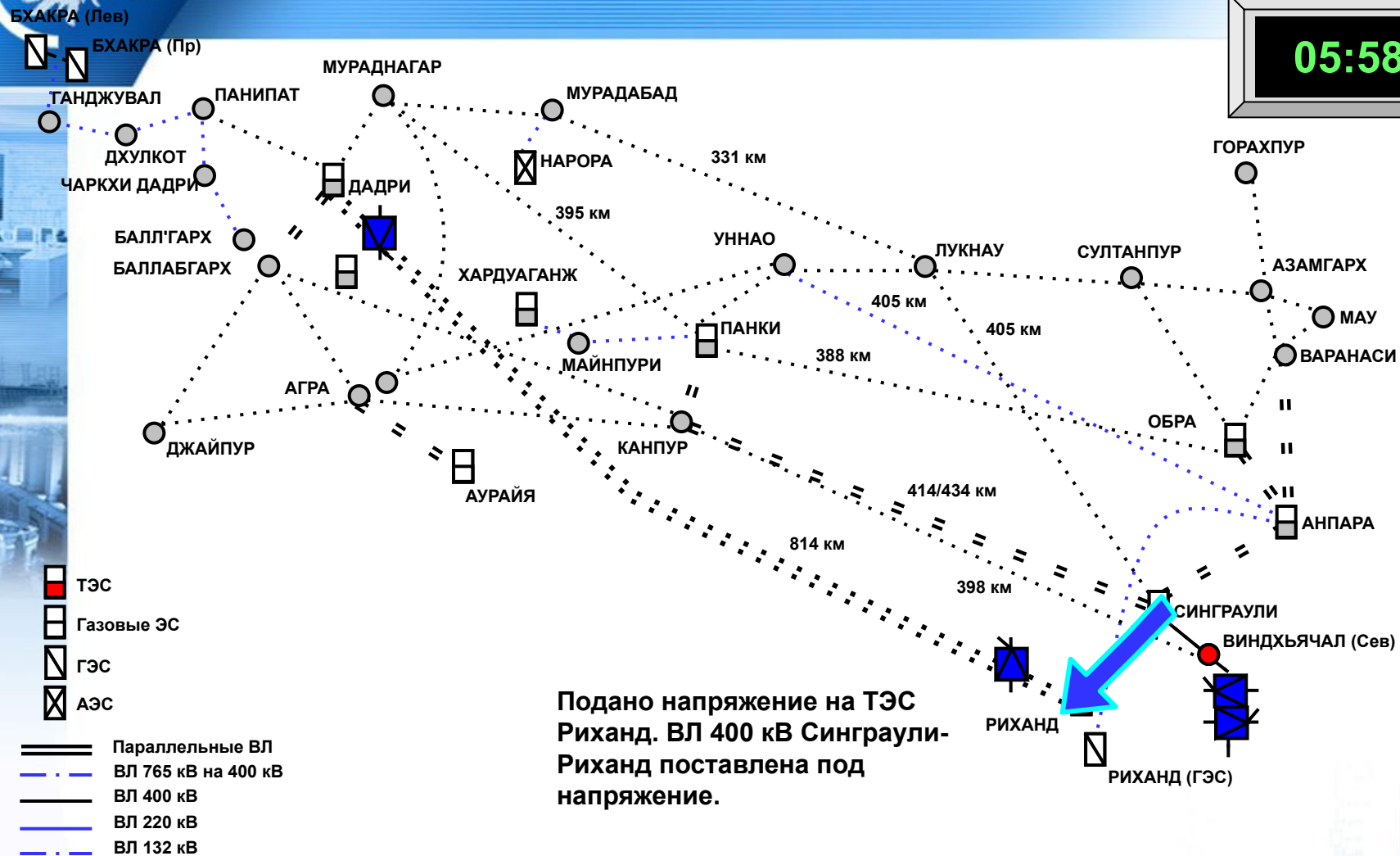
05:05



05:10



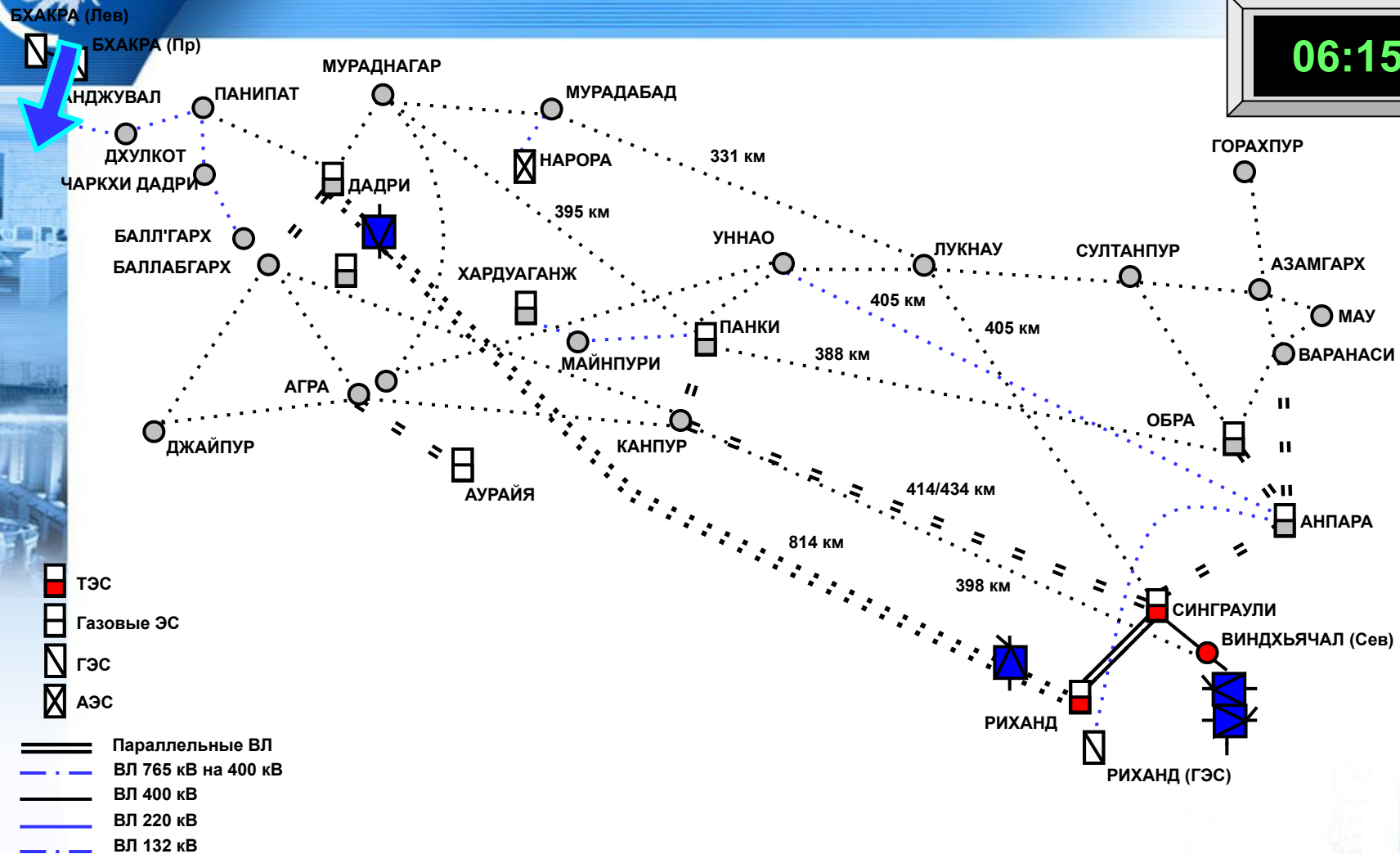
05:58



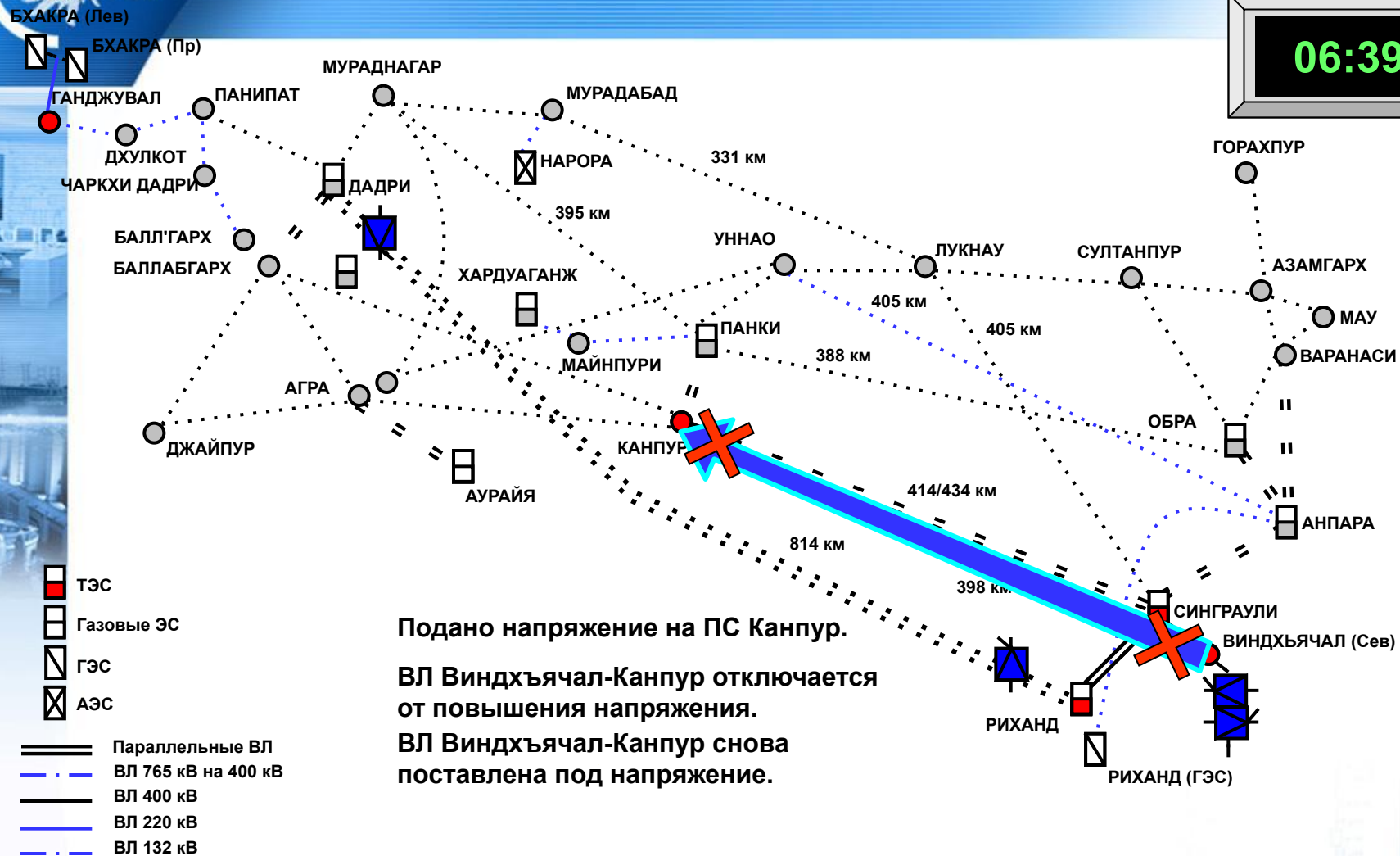


Запущен генератор на ГЭС Бхакра. Подано напряжение на ПС Ганджувал.

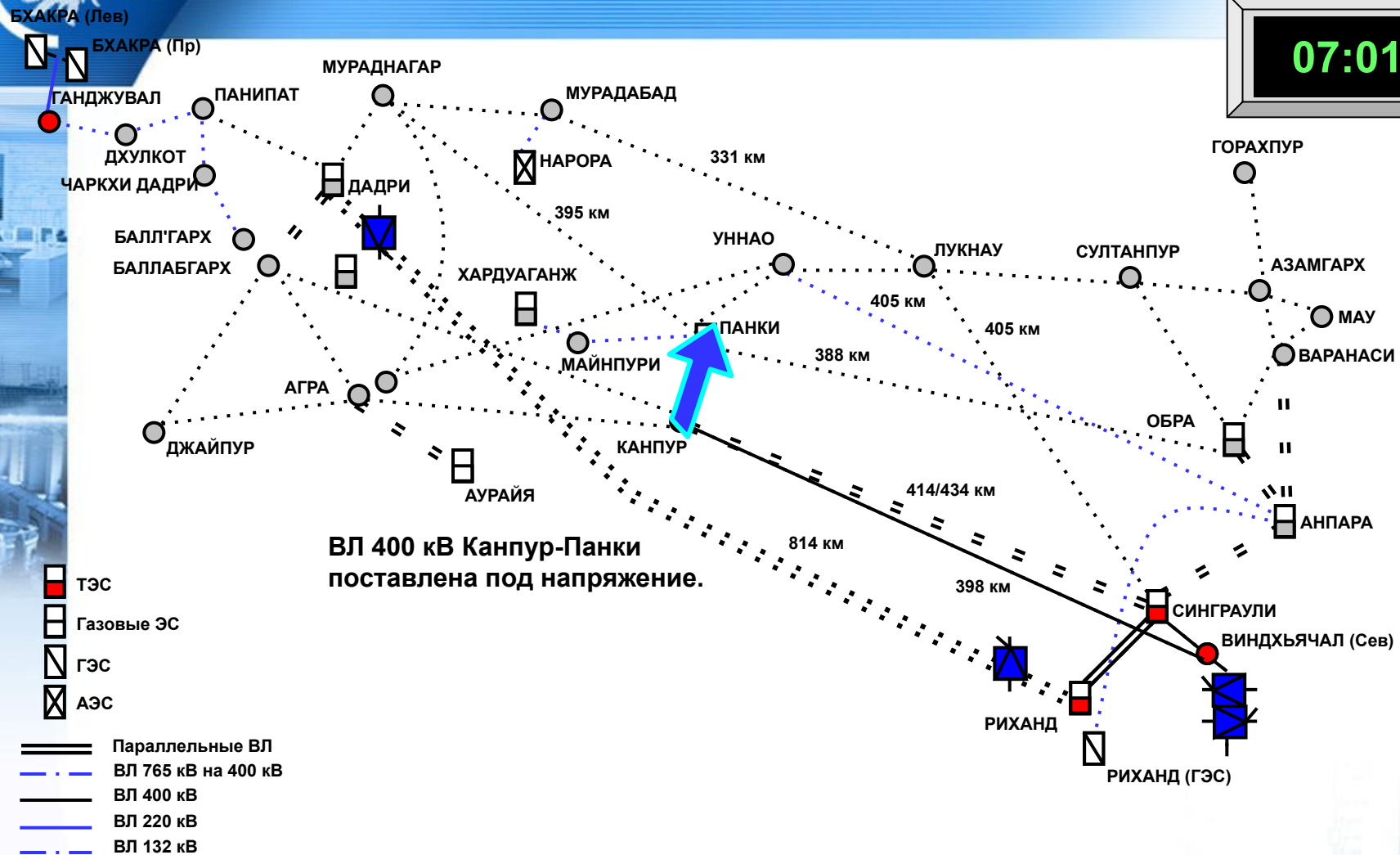
06:15



06:39

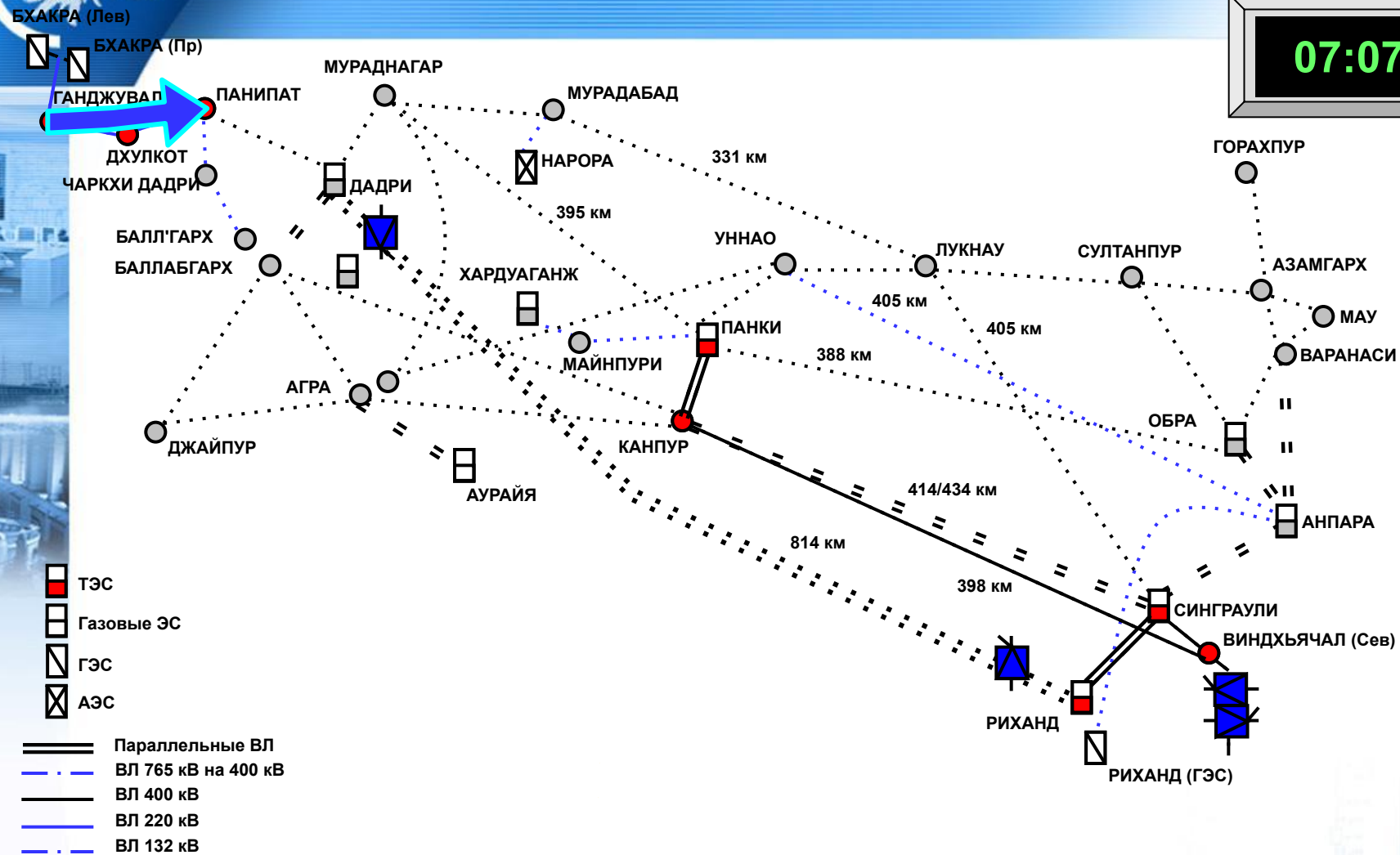


07:01





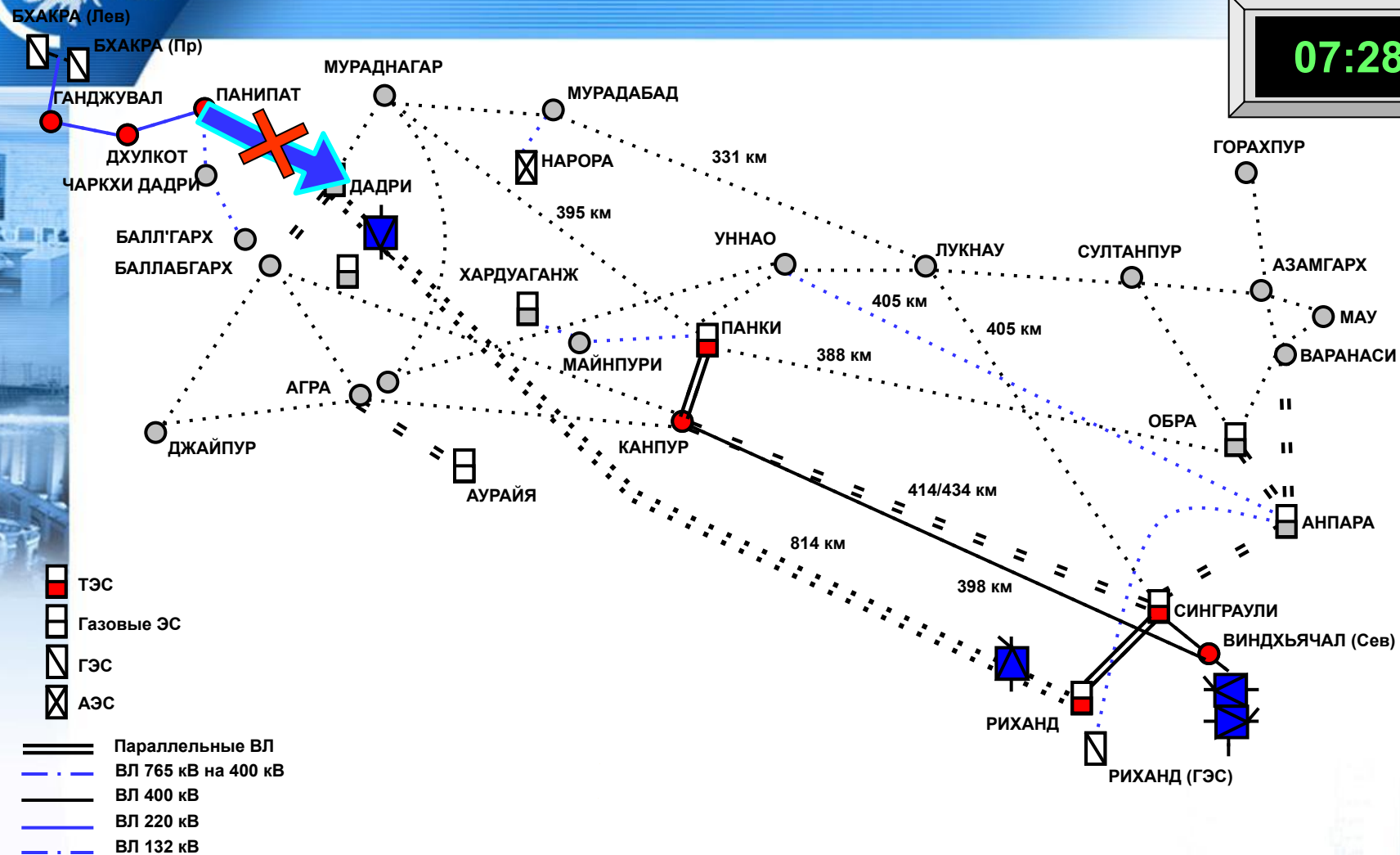
07:07



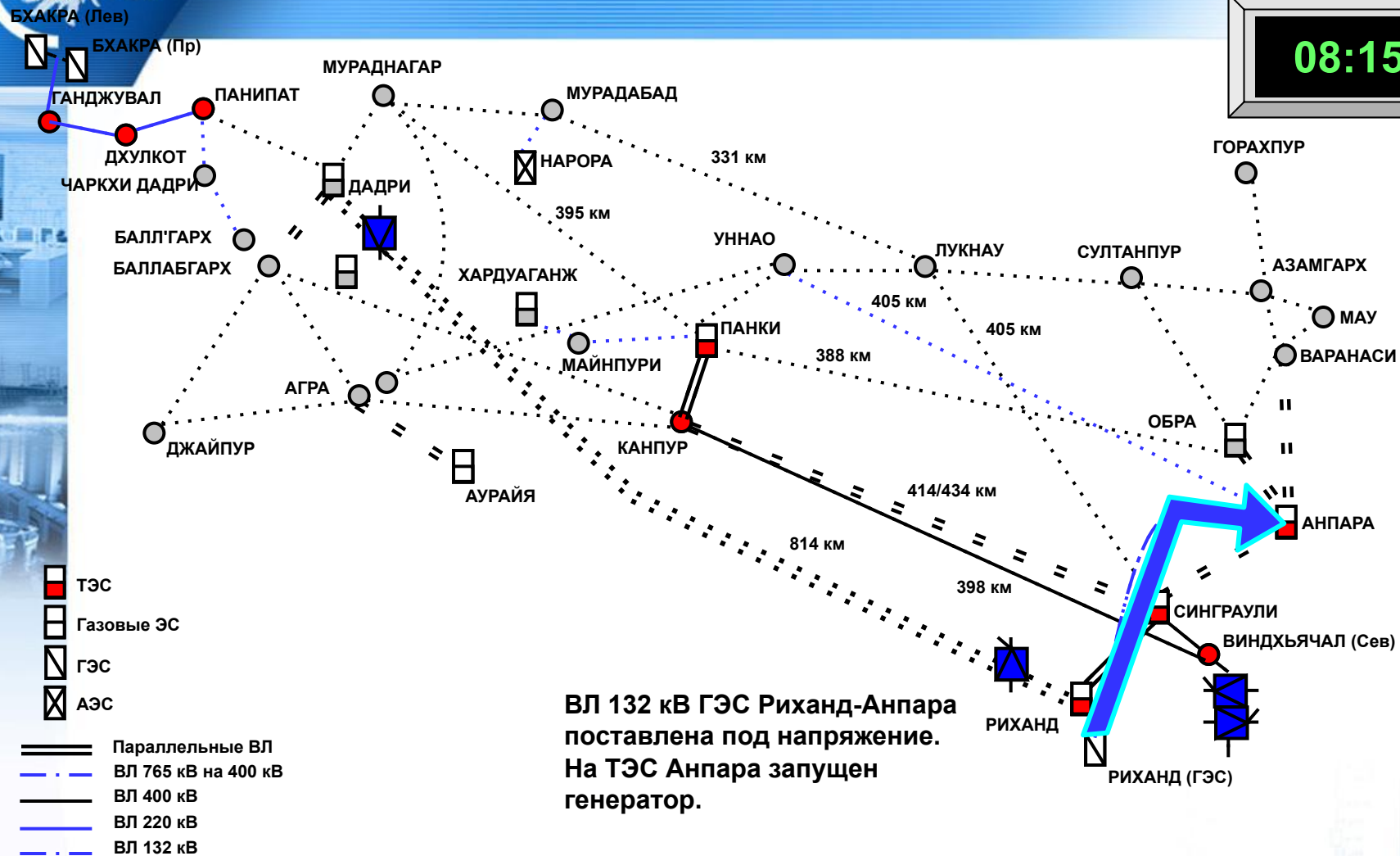


2 раза включается ВЛ 400 кВ Дадри-Панипат, но сразу отключается от повышения напряжения.

07:28



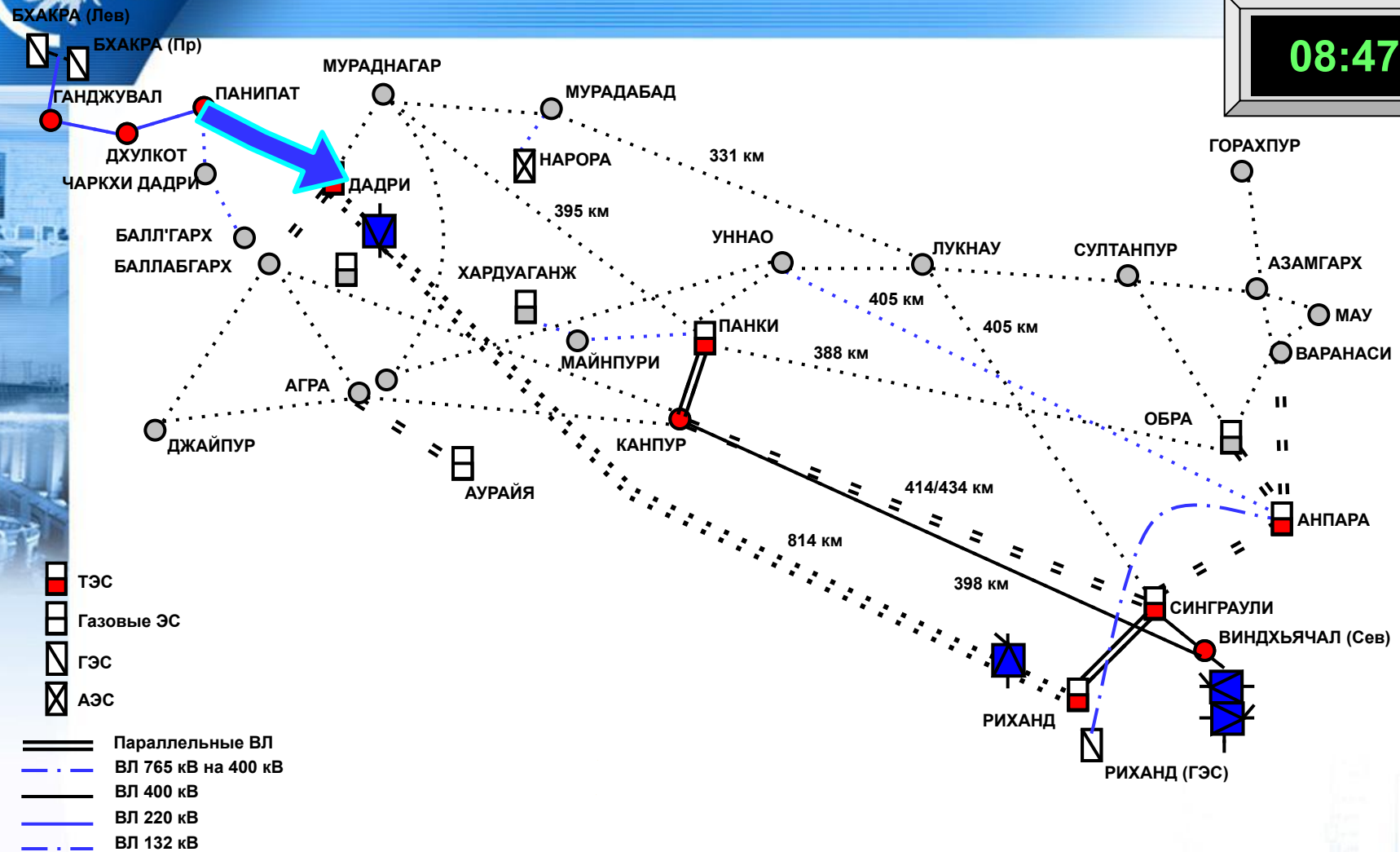
08:15





ВЛ 400 кВ Дадри-Панипат включена со стороны ПС Панипат.

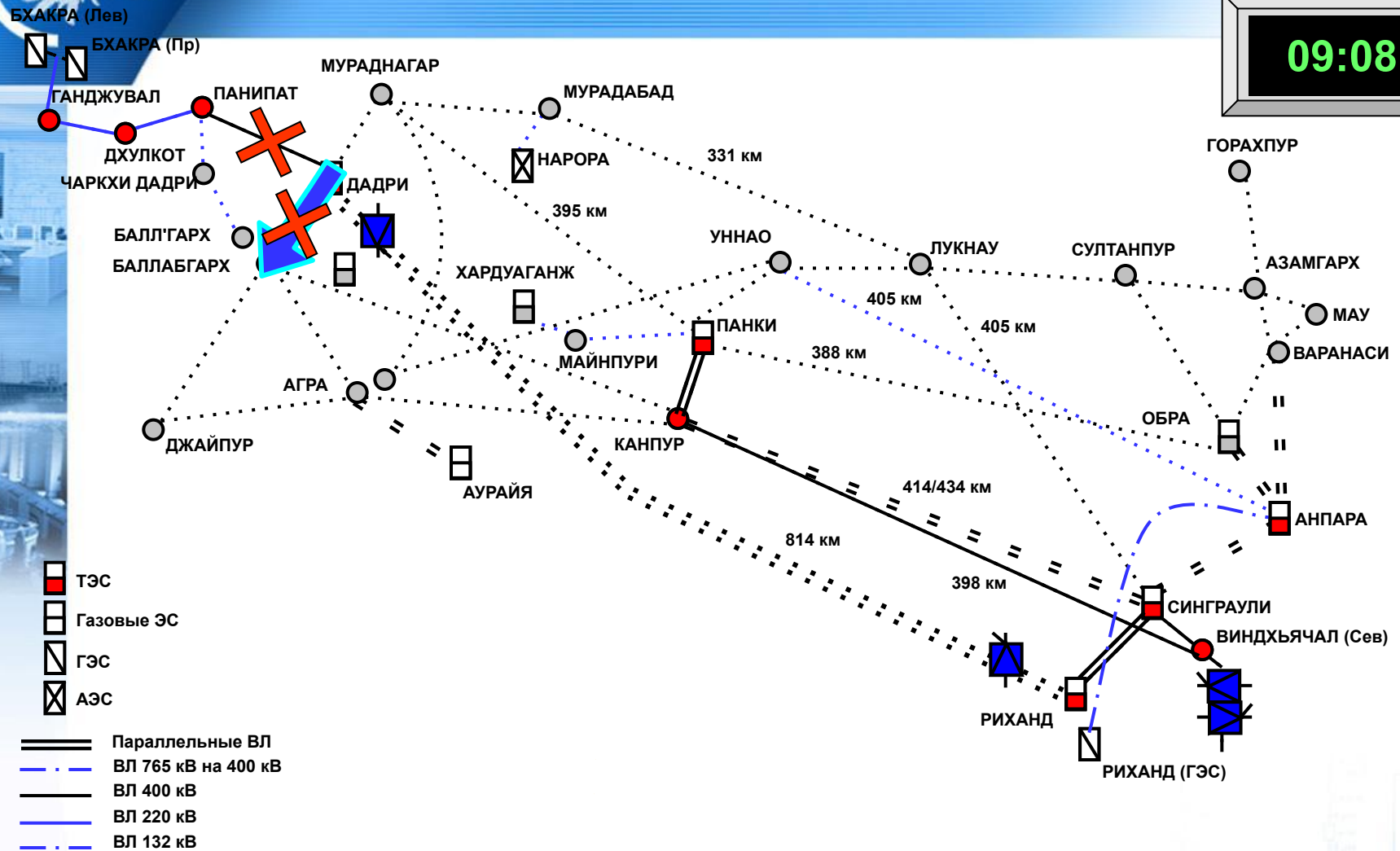
08:47





Включена ВЛ 400 кВ Дадри-Баллабгарх, но немедленно отключается вместе с ВЛ Дадри-Панипат от повышения напряжения.

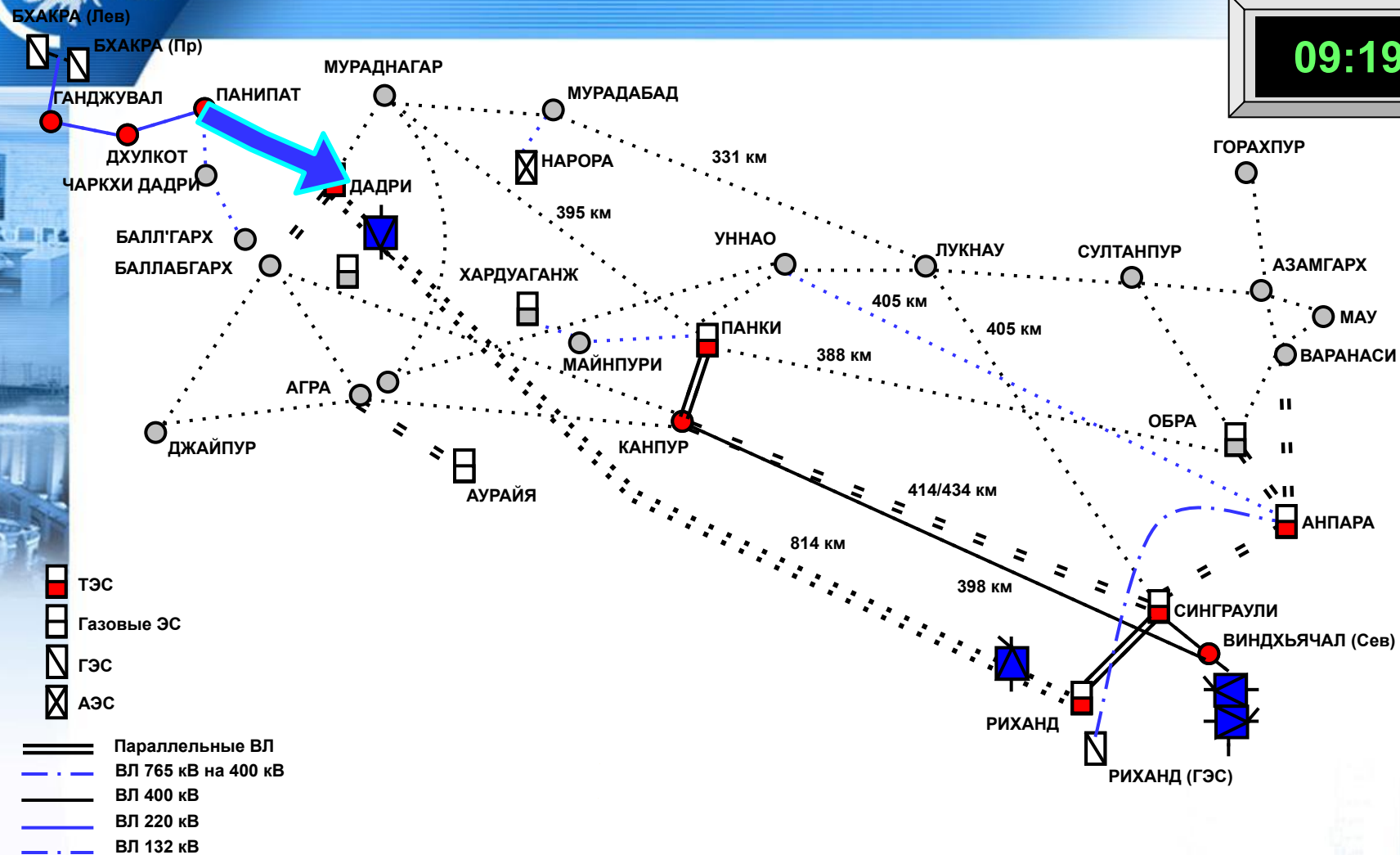
09:08





Снова включена ВЛ 400 кВ Дадри-Панипат. Синхронизировался газотурбинный блок на ТЭС Дадри.

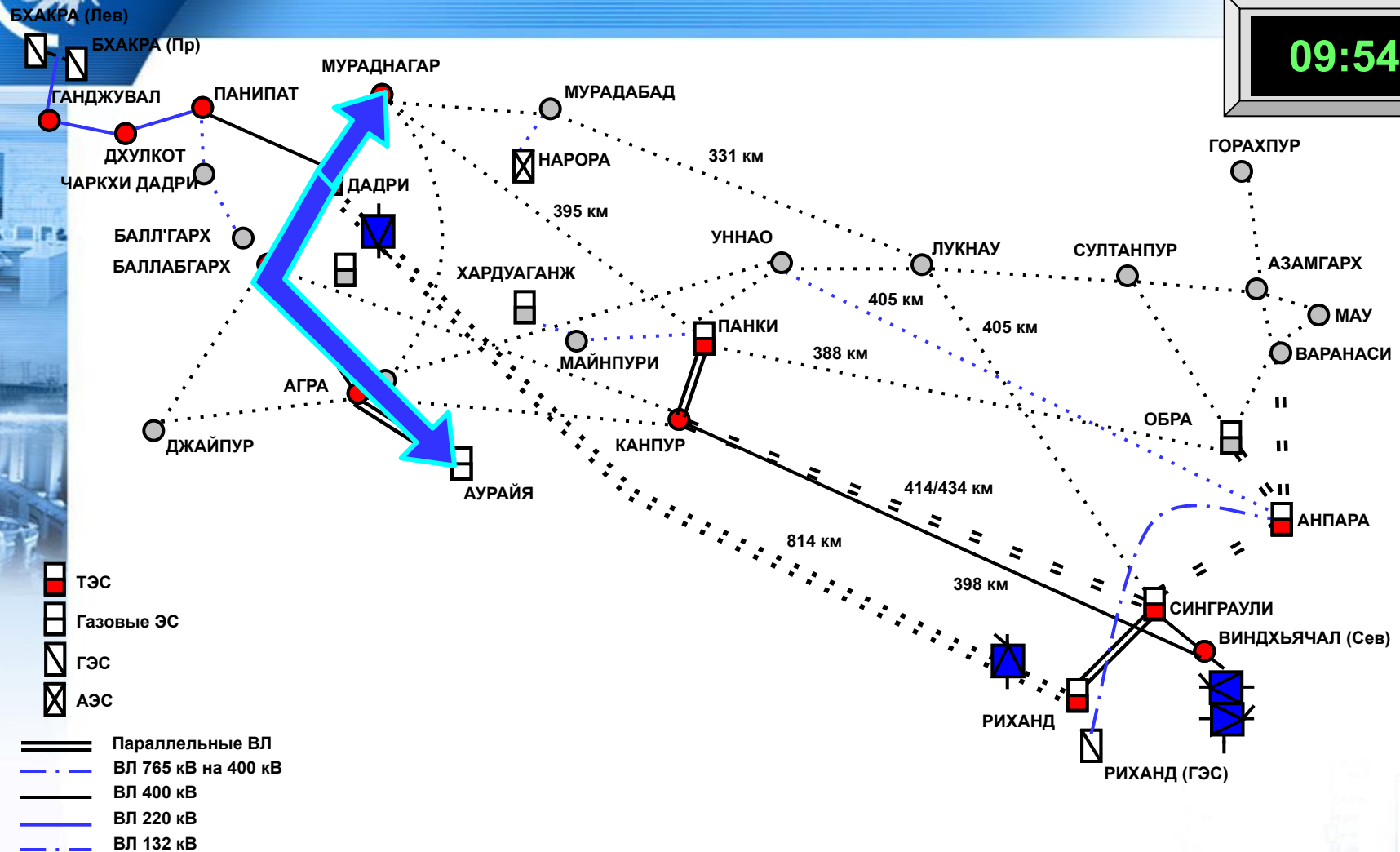
09:19





Со стороны Дадри включаются 4 ВЛ 400 кВ.

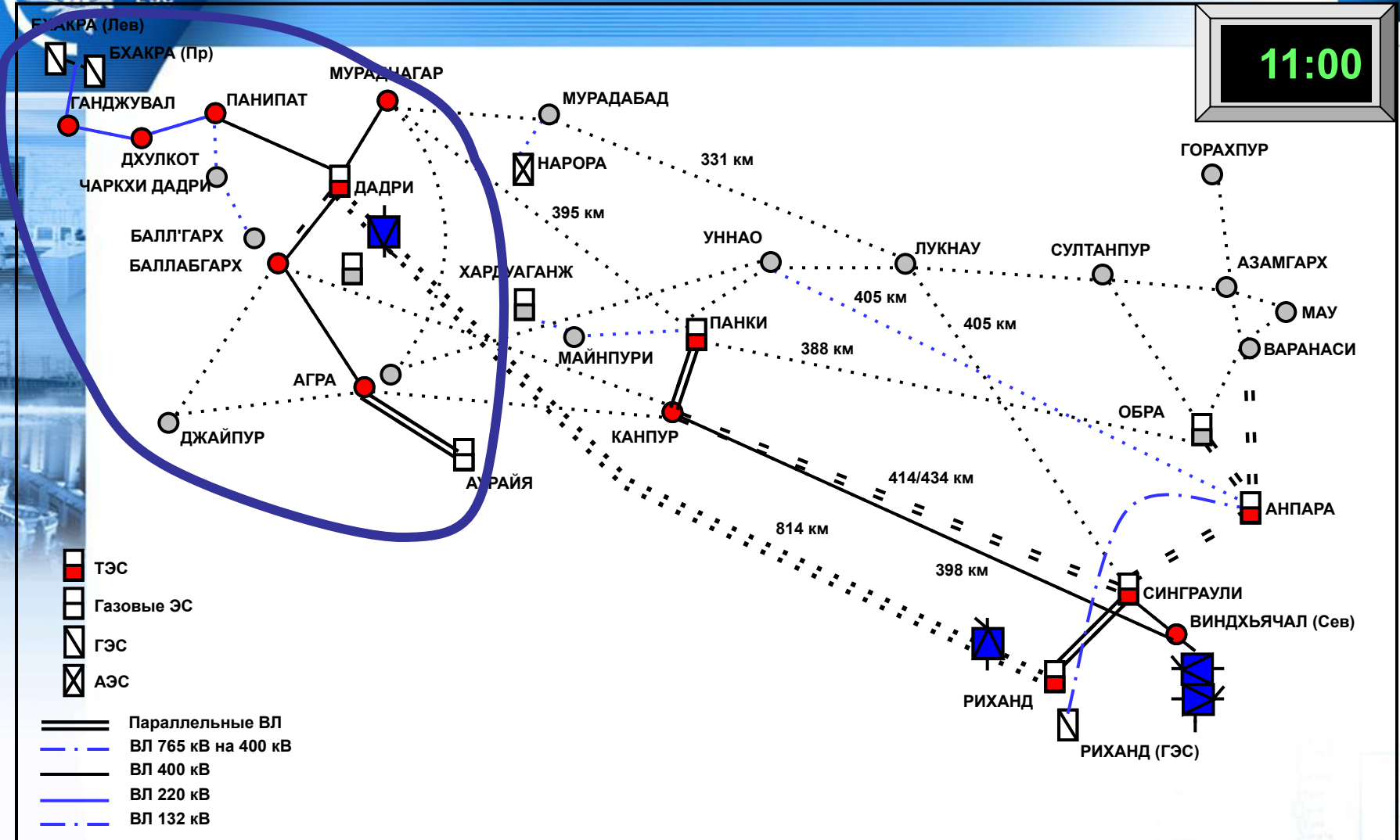
09:54



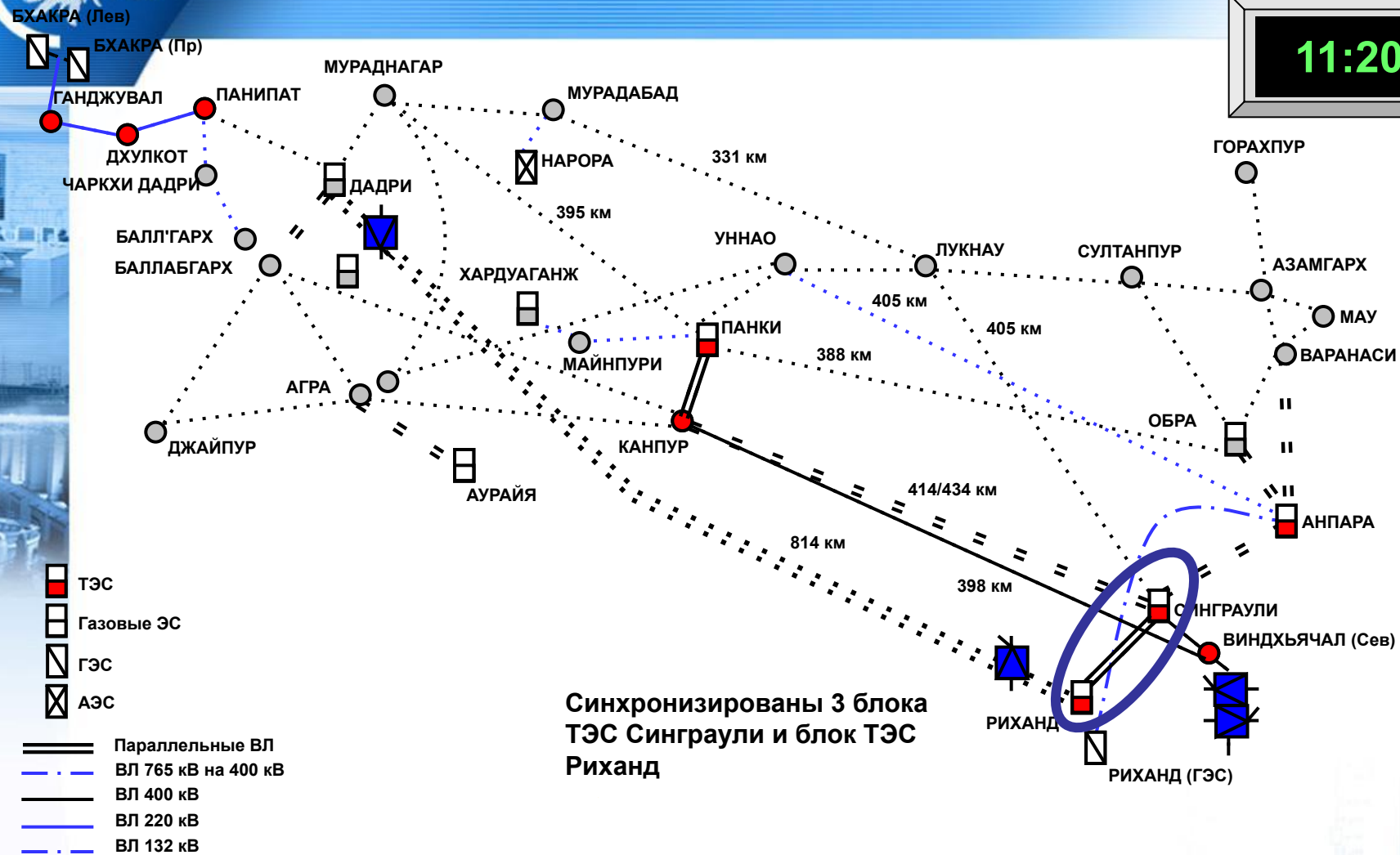


Остров нагрузки вокруг ГЭС Бхакра рухнул из-за частоты.

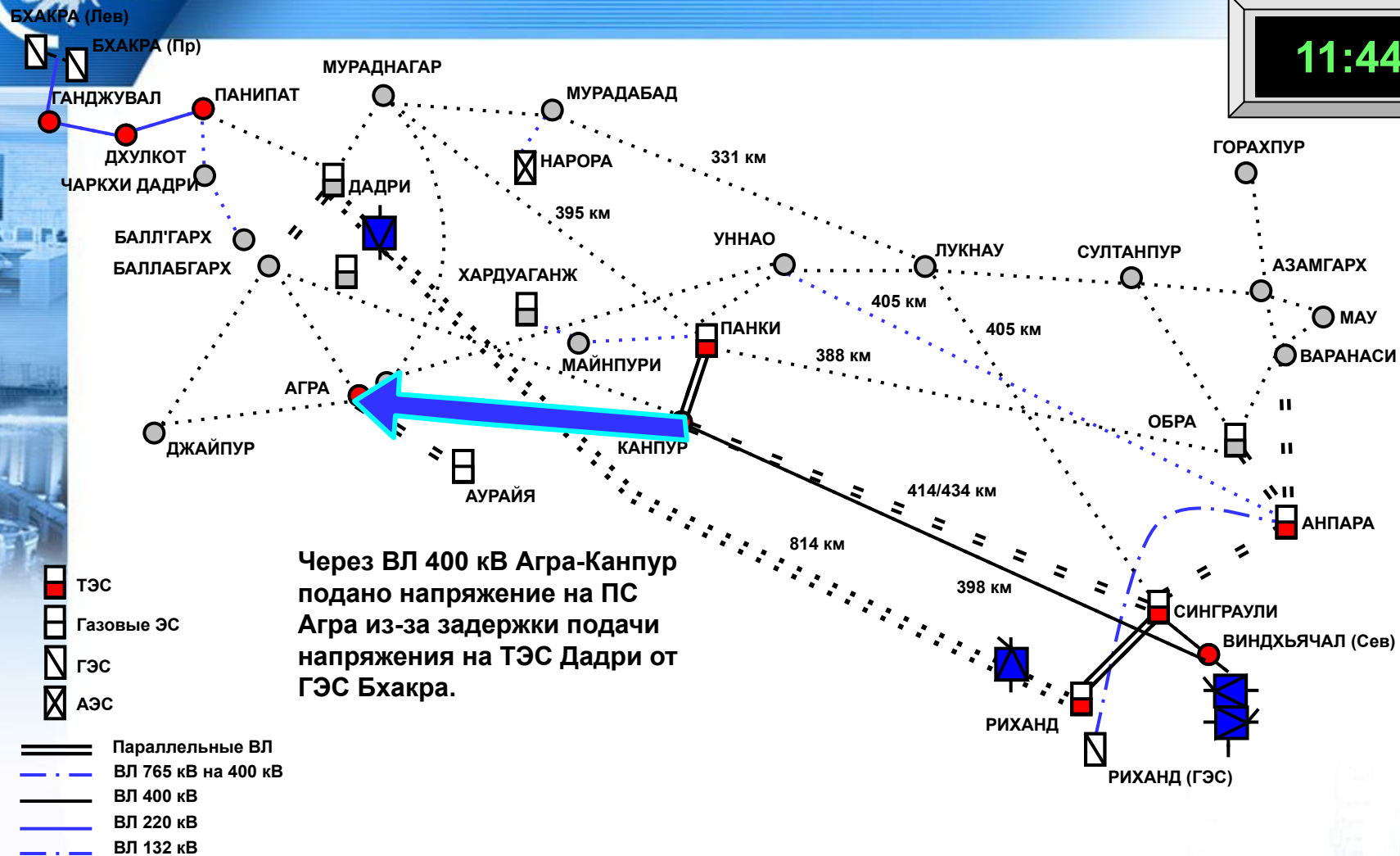
11:00



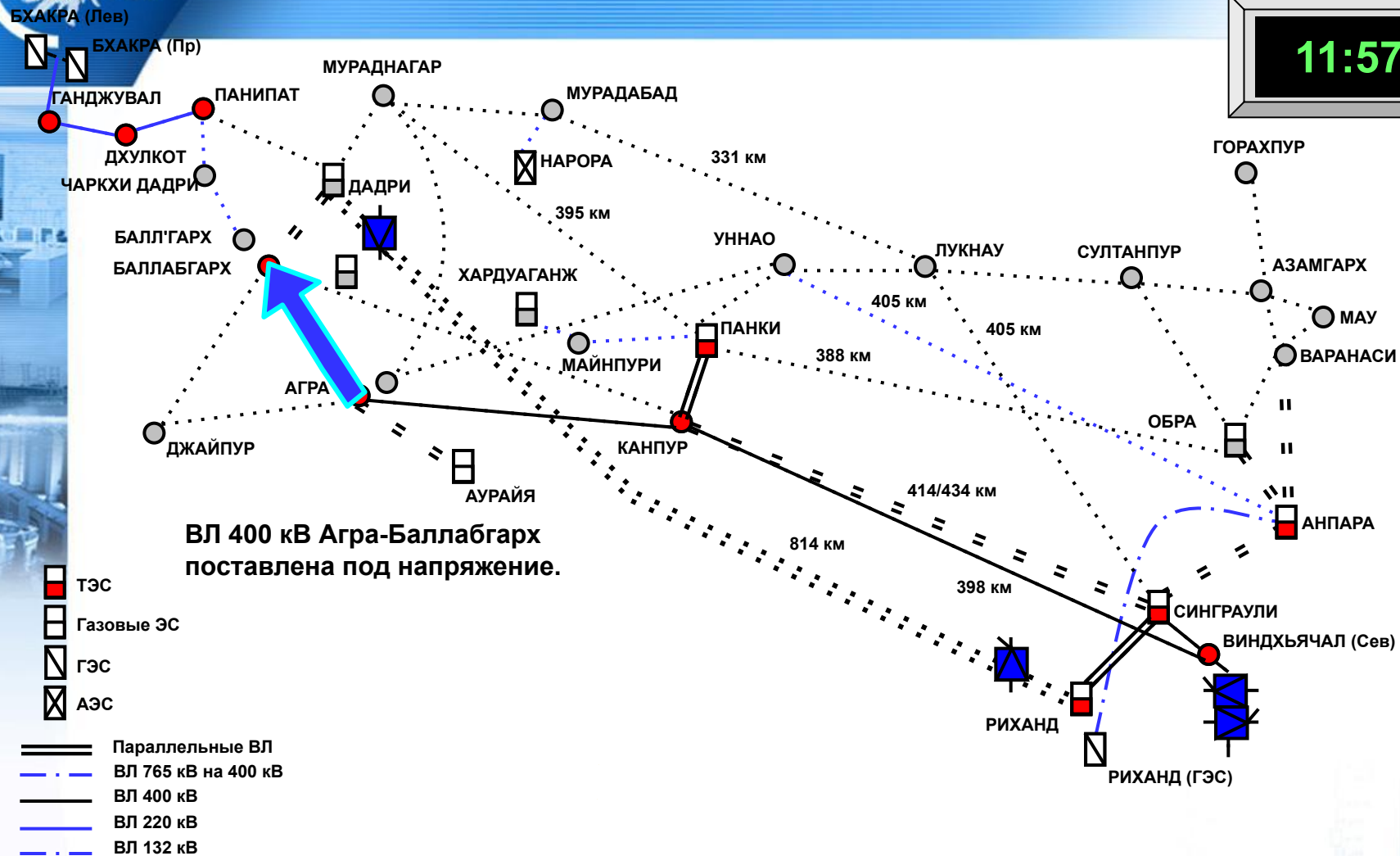




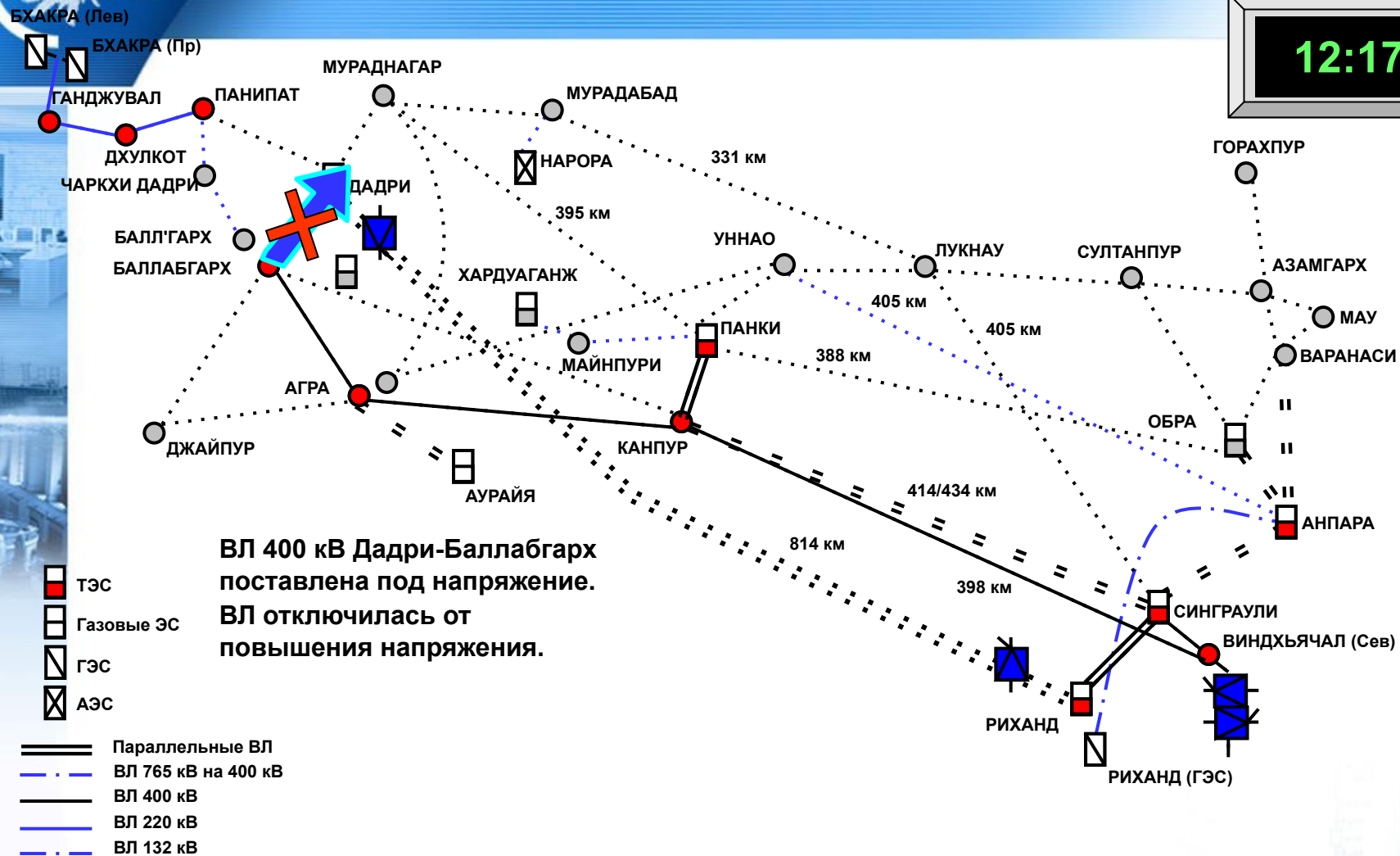
11:44



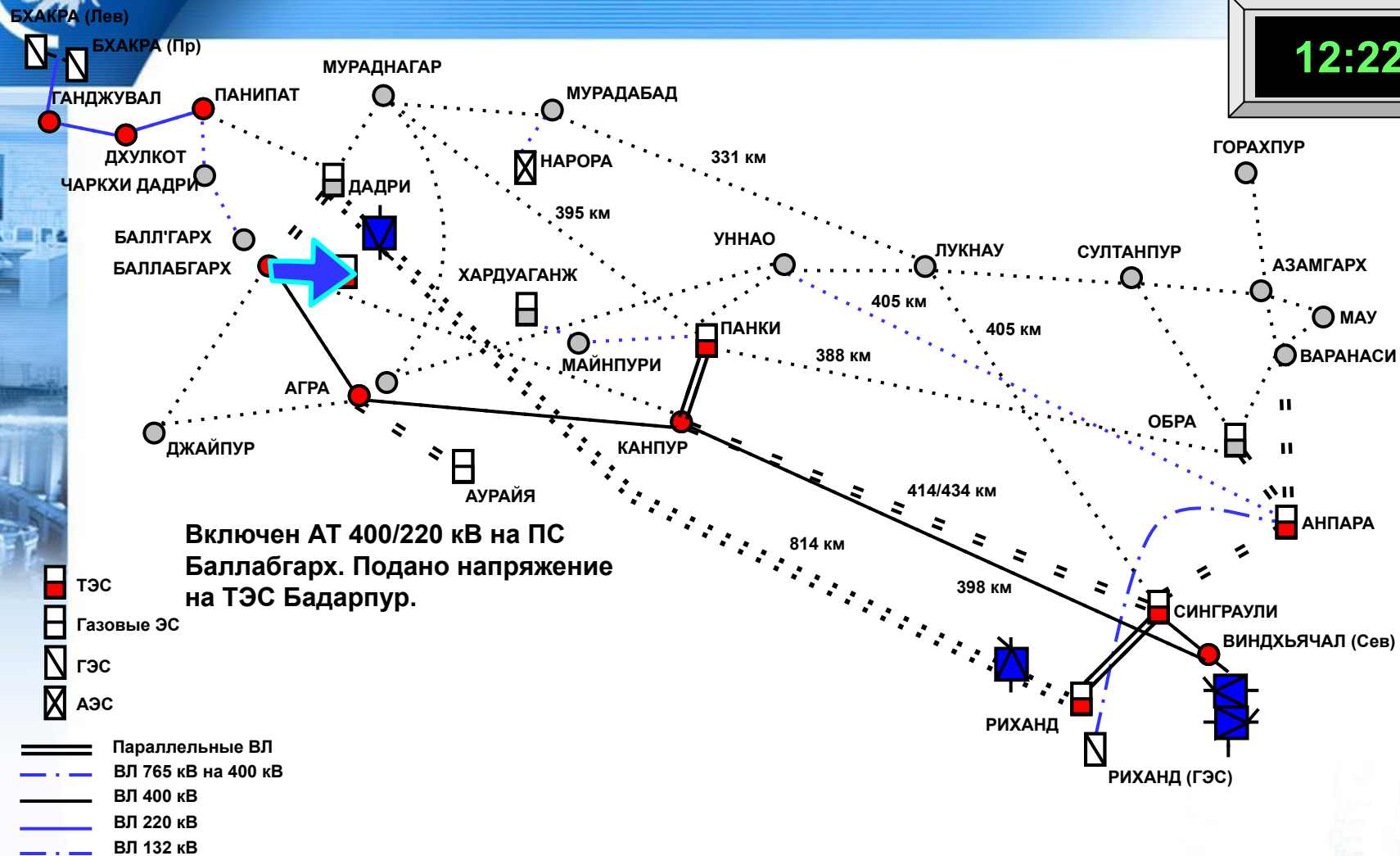
11:57



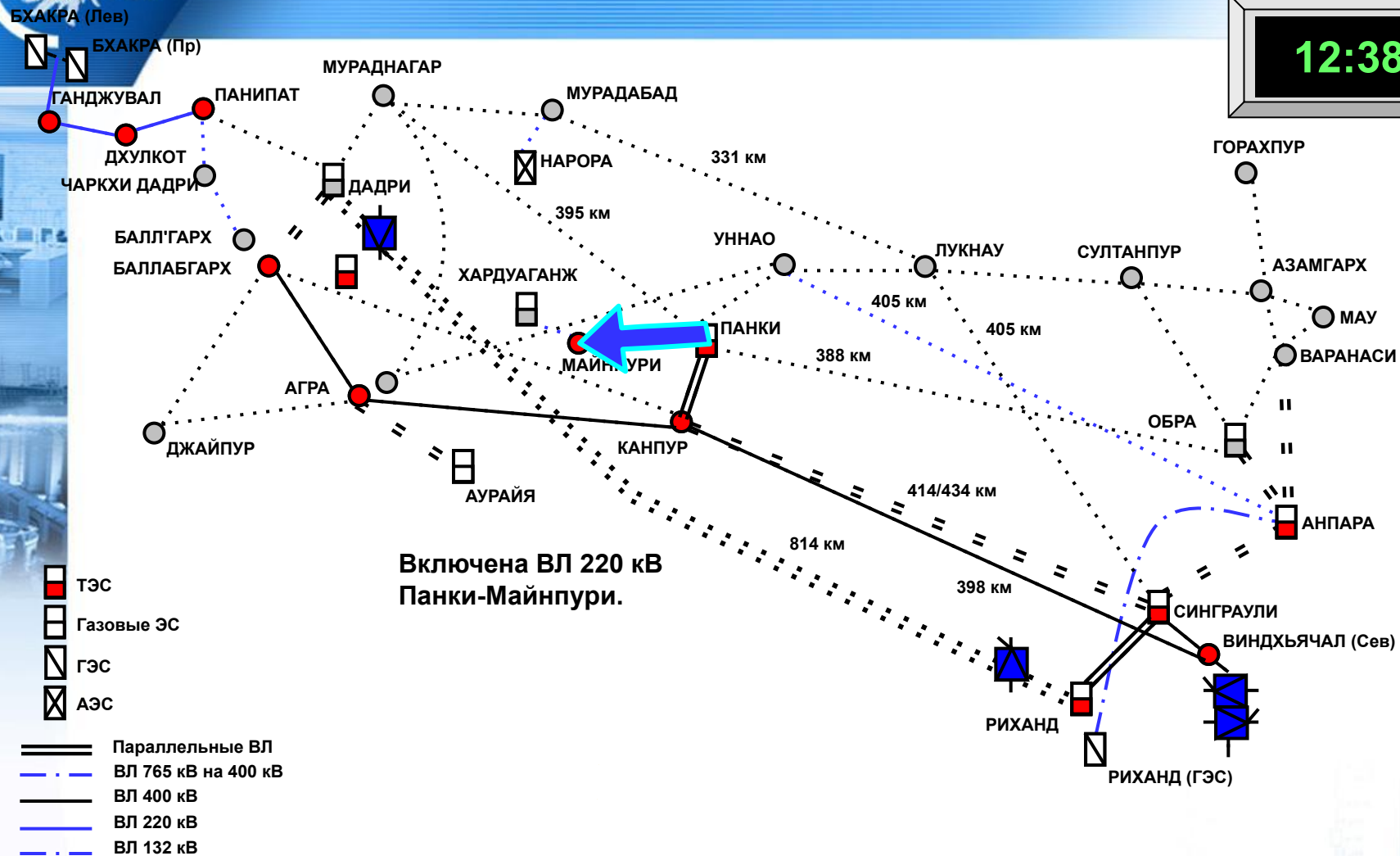
12:17



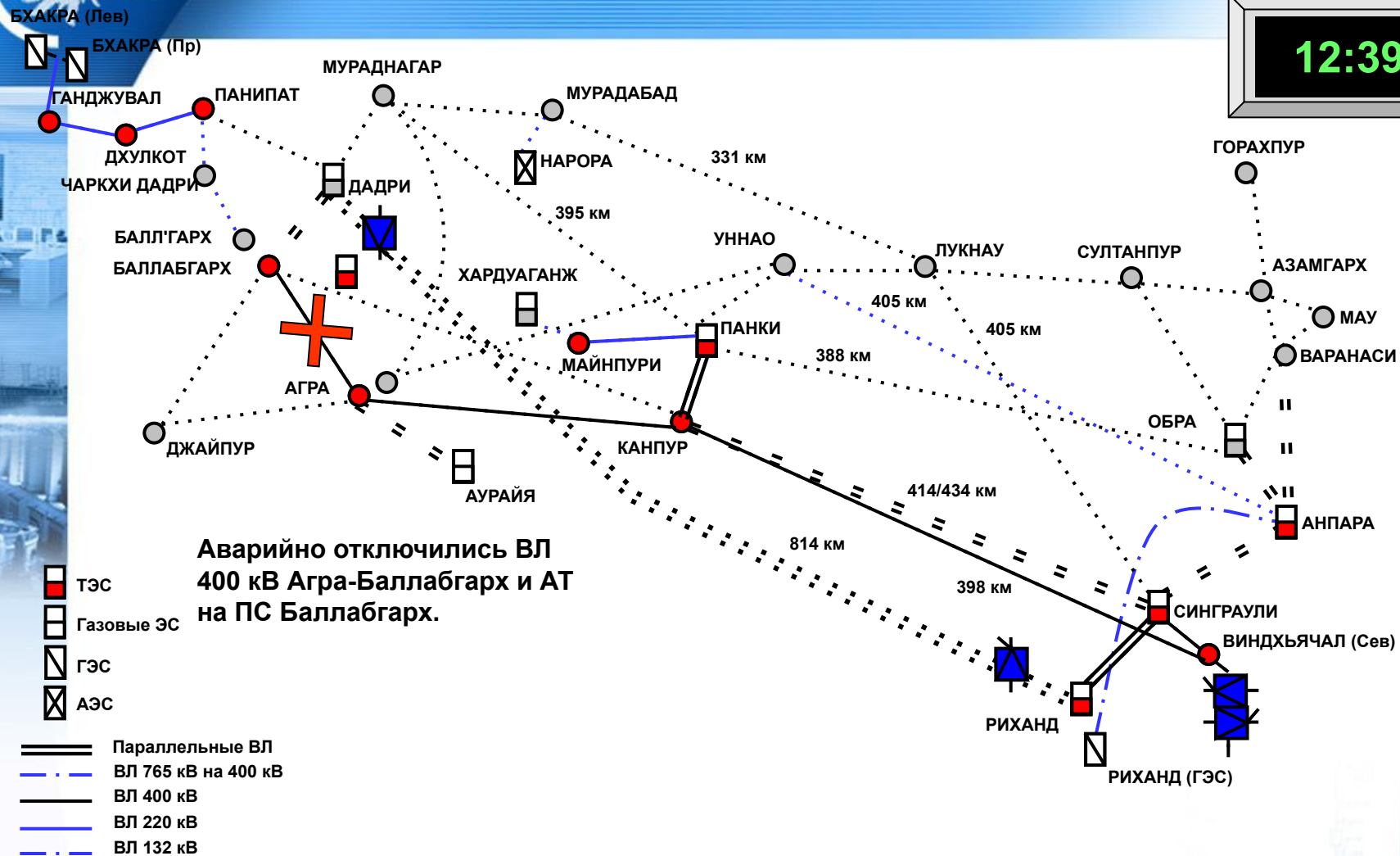
12:22



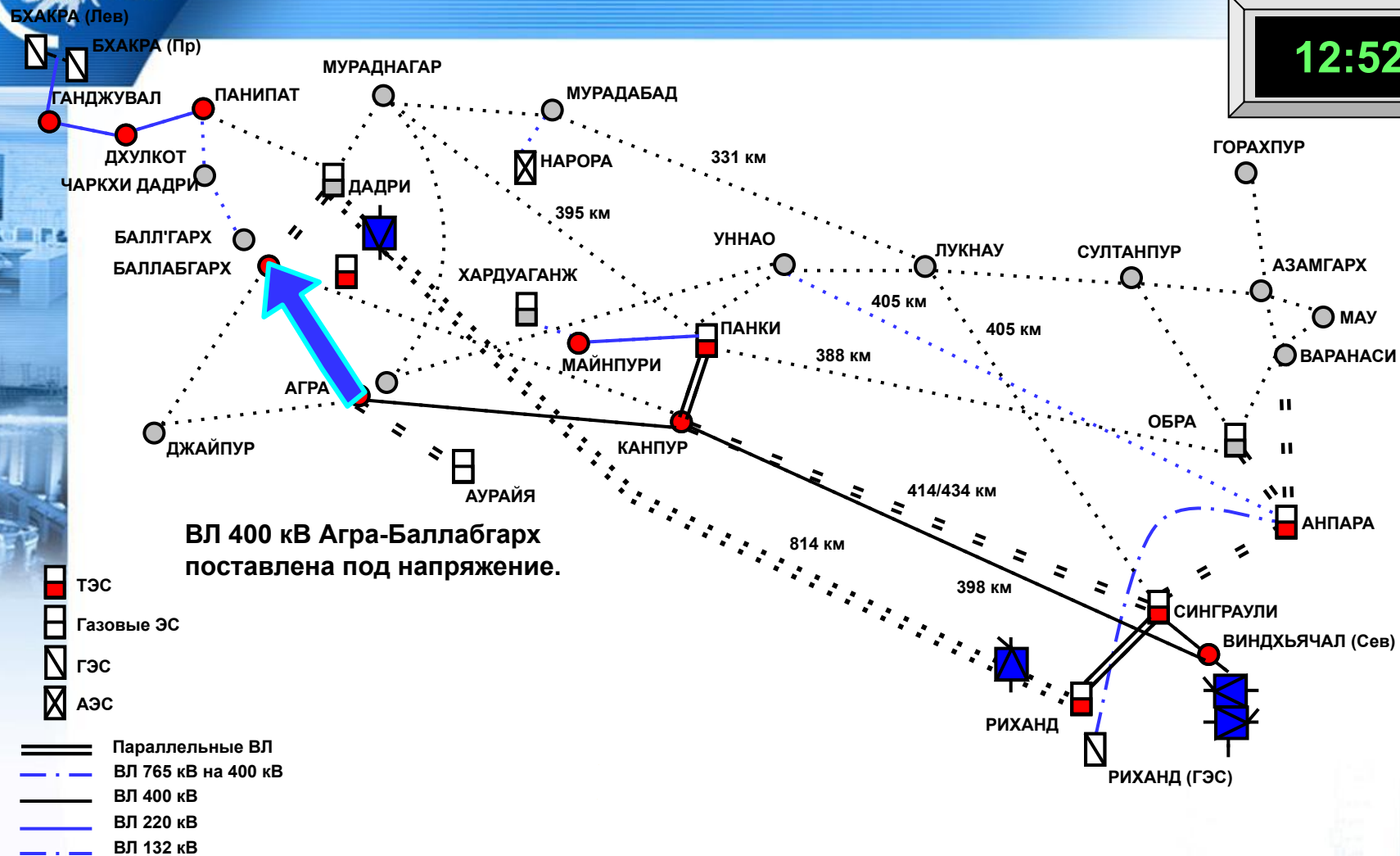
12:38



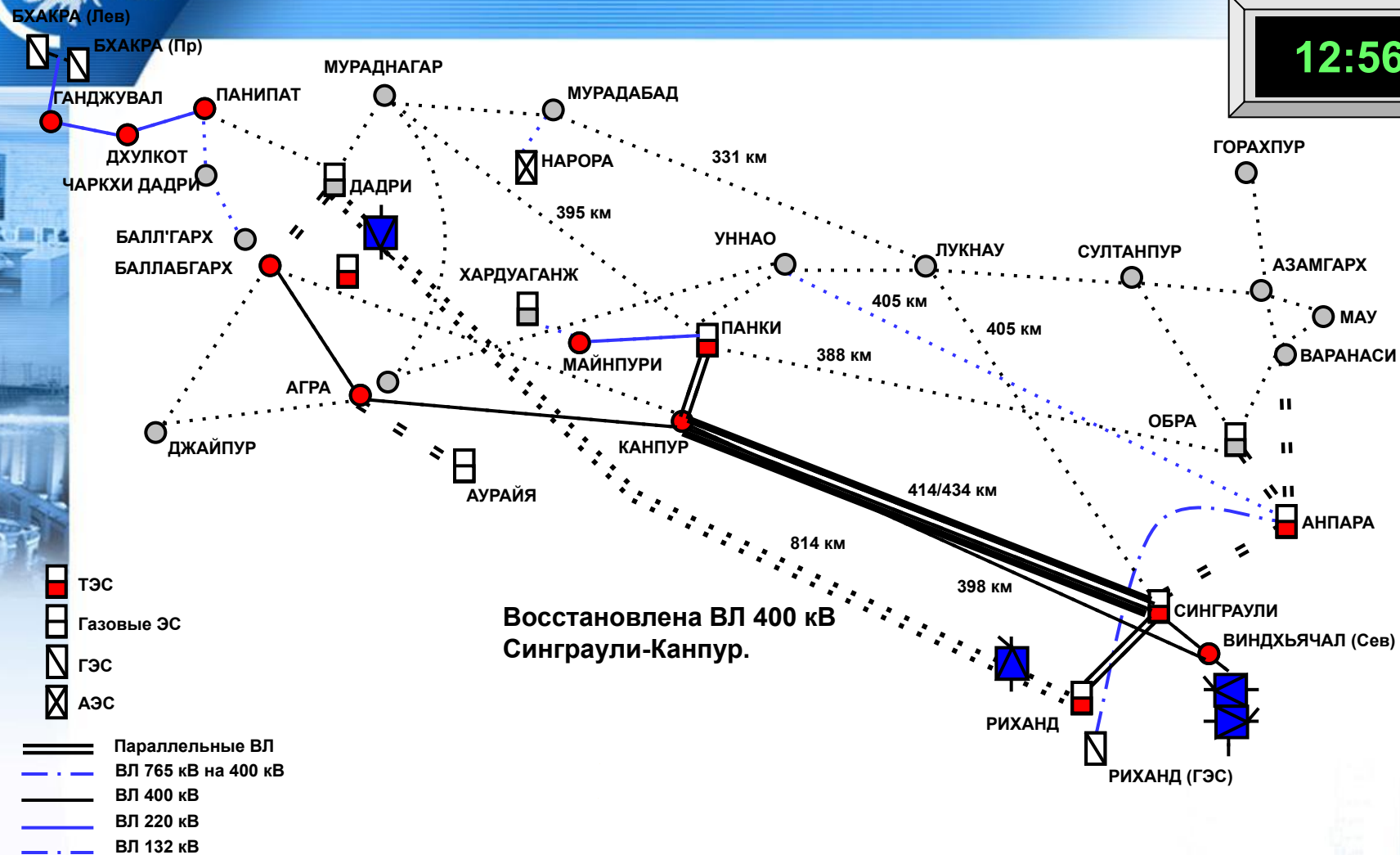
12:39



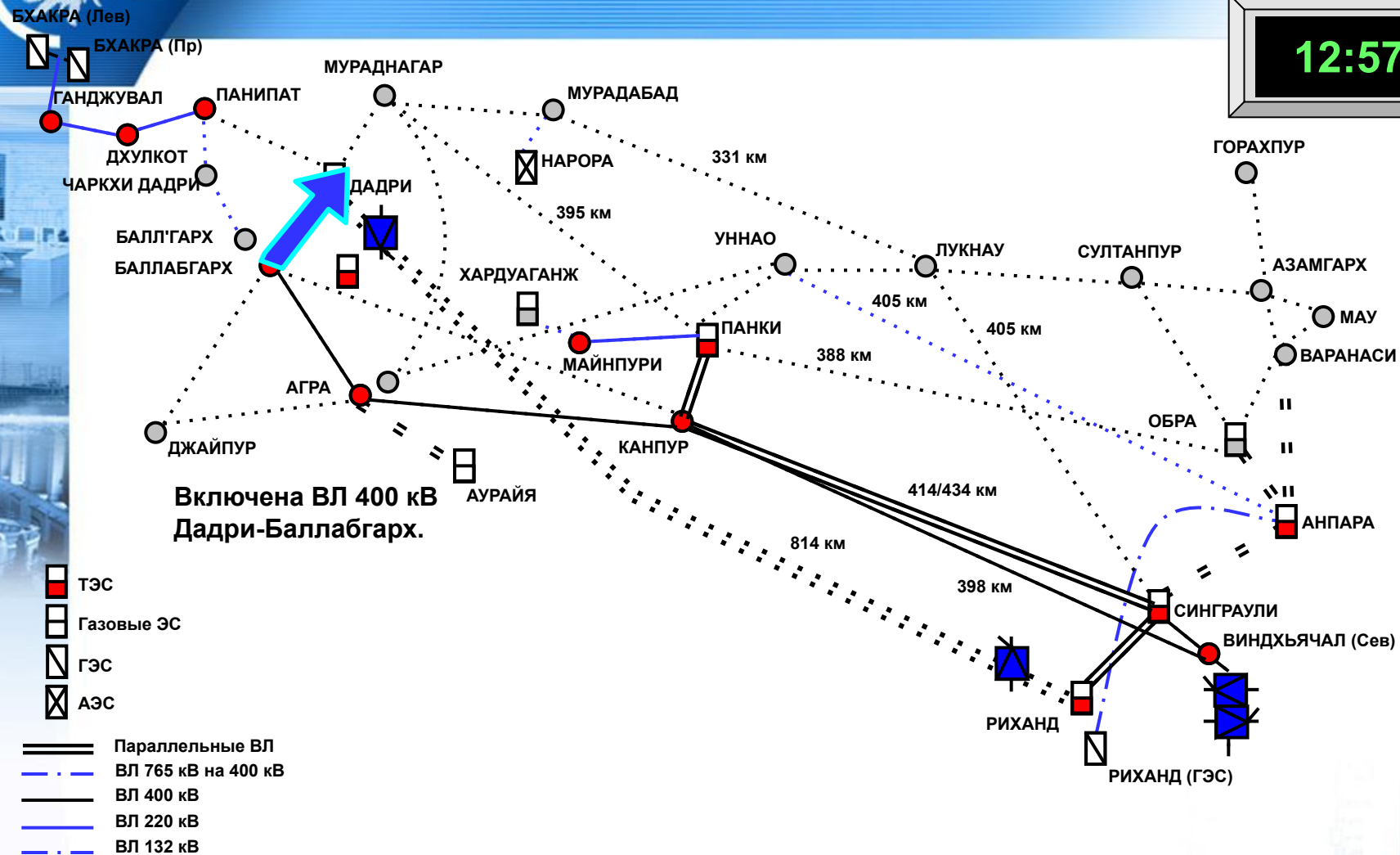
12:52



12:56



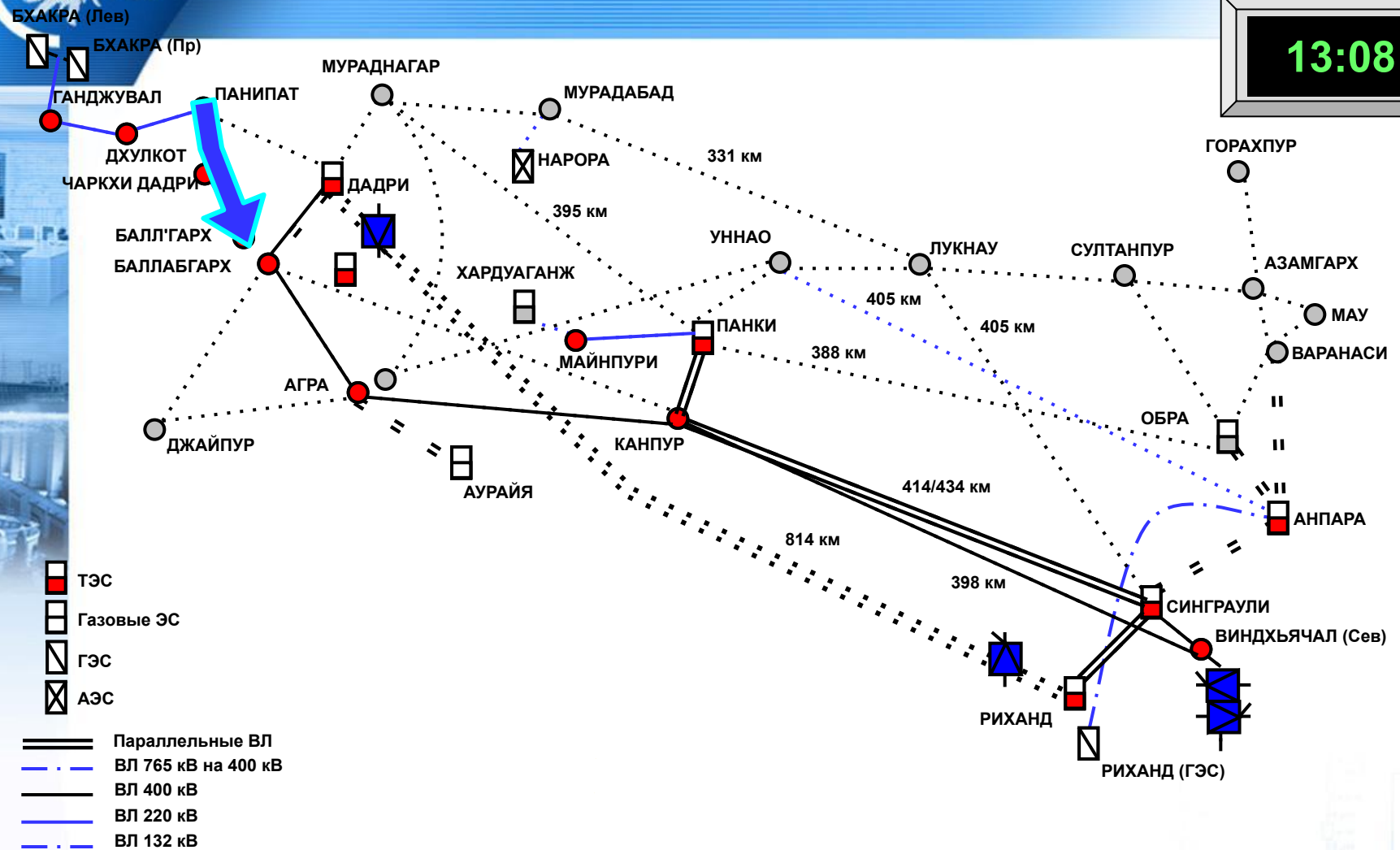
12:57





Включены ВЛ 220 кВ Панипат-Чаркхи Дадри-Баллабгарх.

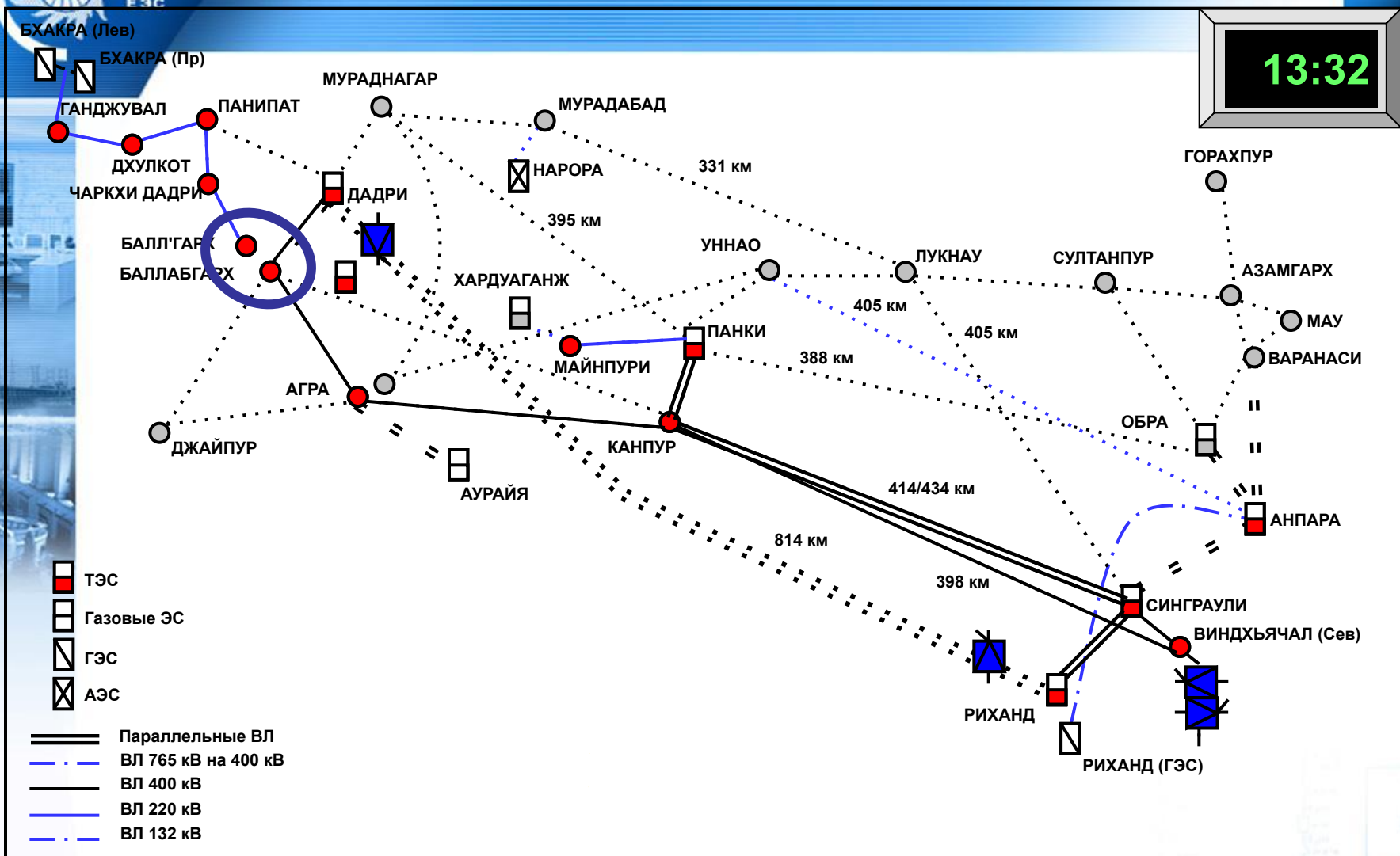
13:08





Восточная и западная части синхронизированы на ПС Баллабгарх через АТ 400/220 кВ.

13:32



**К 17:00 генерация в системе
превысила 8000 МВт.**

**Нормальное электроснабжение региона
началось около 22:00.**

**Большая часть региона, включая Дели,
оставалась без электроснабжения
более 12 часов.**

**Убытки Индии составили
5 млрд. рупий (~100 млн. долл.).**

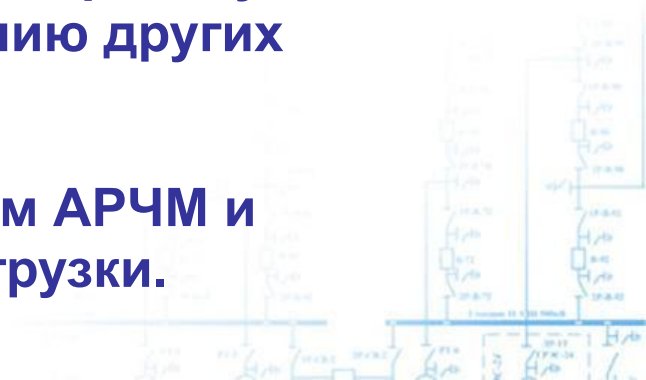


The image features two large, lattice-structured power line towers, one on the left and one on the right, both leaning slightly towards the center. They are silhouetted against a sky filled with dramatic, golden-yellow and orange clouds, suggesting a sunset or sunrise. Numerous power lines crisscross the sky between the towers and across the frame. The overall tone is warm and intense.

Анализ аварии

ПРИЧИНЫ АВАРИИ:

- ❑ Отсутствие нескольких линий, обеспечивающих переток мощности с востока на запад.
- ❑ Долговременное отключение полюса ППТ Риханд-Дадри
- ❑ Слишком много времени тратилось на обмен информацией между ДЦ и станциями.
- ❑ Линии в сильно загрязненных районах стали подвержены КЗ во время тумана.
- ❑ Отказ выключателя на ПС Панки вызвал работу УРОВ основной СШ, что привело к отключению других элементов, подключенных к шинам.
- ❑ Отсутствие на основных станциях схем АРЧМ и соответствующих схем частотной разгрузки.



ПРИЧИНЫ ЗАДЕРЖКИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СЕТИ:

- Из-за большого количества операций с выключателями (отключения ВЛ от повышения напряжения) давление воздуха в ВВ снизилось ниже нормативного уровня, кроме того были проблемы с резервным питанием компрессора.
- Крах острова нагрузки вокруг ГЭС Бхакра из-за частоты в результате несоответствия генерации и потребления;
- Большая задержка в пуске блоков ГЭС Бхакра из-за проблем с их регуляторами;
- Отключения линий от повышения напряжения из-за большой генерации реактивной мощности ненагруженными линиями 400 кВ.

РЕКОМЕНДАЦИИ (1)

- Переход на централизованное ДУ и установка ЦДЩ;
- Усовершенствование систем связи для предотвращения задержек в обмене информацией и отдании распоряжений ДЦ;
- Пересмотр «Процедуры холодного пуска» в Северном регионе ввиду произошедших существенных изменений в регионе;
- Должны быть пересмотрены мероприятия по установке шунтирующих реакторов, выделению генераторов для потребления реактивной мощности, процедурам холодного пуска генераторов для управления напряжением в процессе включения;

РЕКОМЕНДАЦИИ (2)

- Замена воздушных выключателей элегазовыми и улучшение обслуживания существующих выключателей;
- Исследование адекватности средств самозапуска на газовых станциях в районе Дели для избежания задержек в электроснабжении электростанций;
- Реализация пересмотренных схем частотной разгрузки;



РЕКОМЕНДАЦИИ (3)

- Обеспечение основных станций и ПС регистраторами аварийных событий. Эти устройства должны быть синхронизированы по времени с целью облегчить воспроизведение точной последовательности аварии и ее анализ. Это также поможет определить правильные меры во избежание повторения аварий;
- Улучшение в обслуживании подстанционных и линейных изоляторов, расположенных в загрязненных районах;
- Регуляторы на генераторах ГЭС Бхакра должны быть проверены и настроены должным образом;
- Установка на основных электростанциях схем АРЧМ и АЧР.

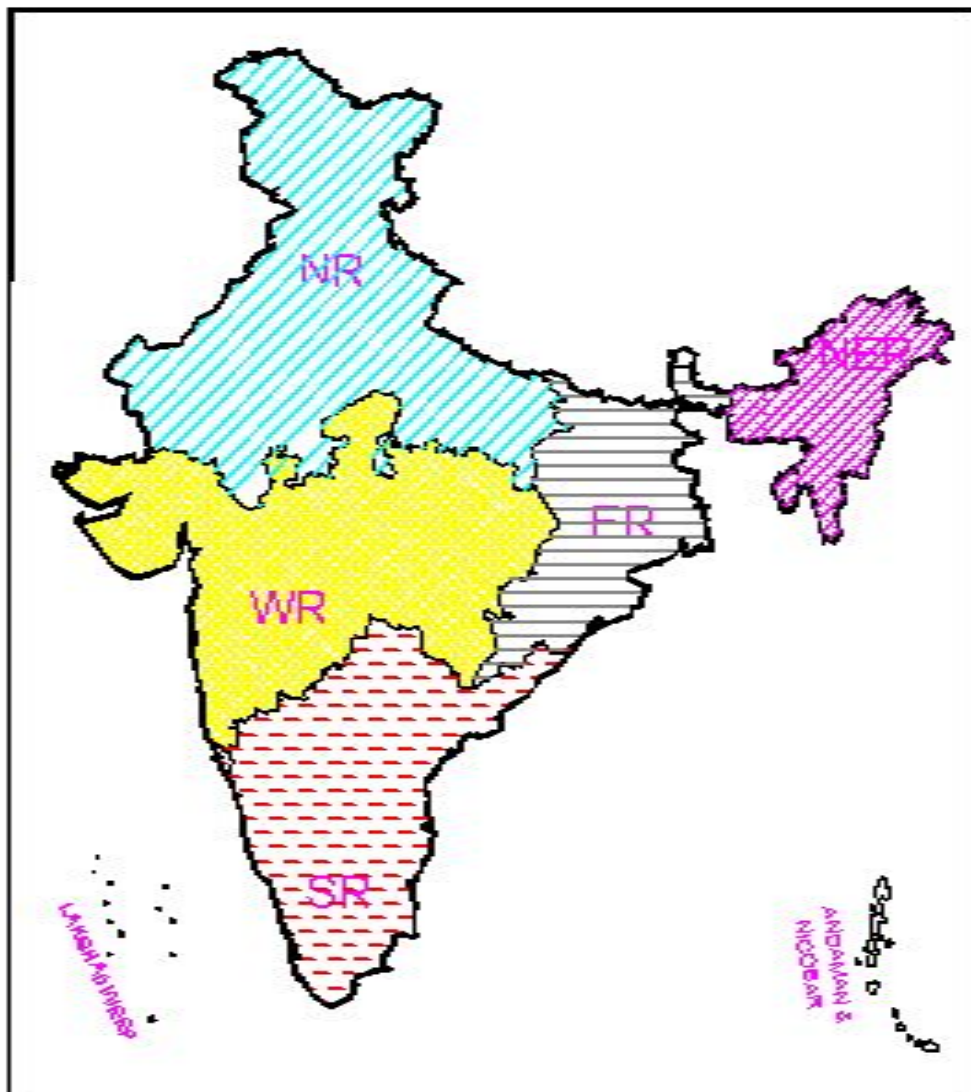
Indian Power Sector: Issues & Challenges

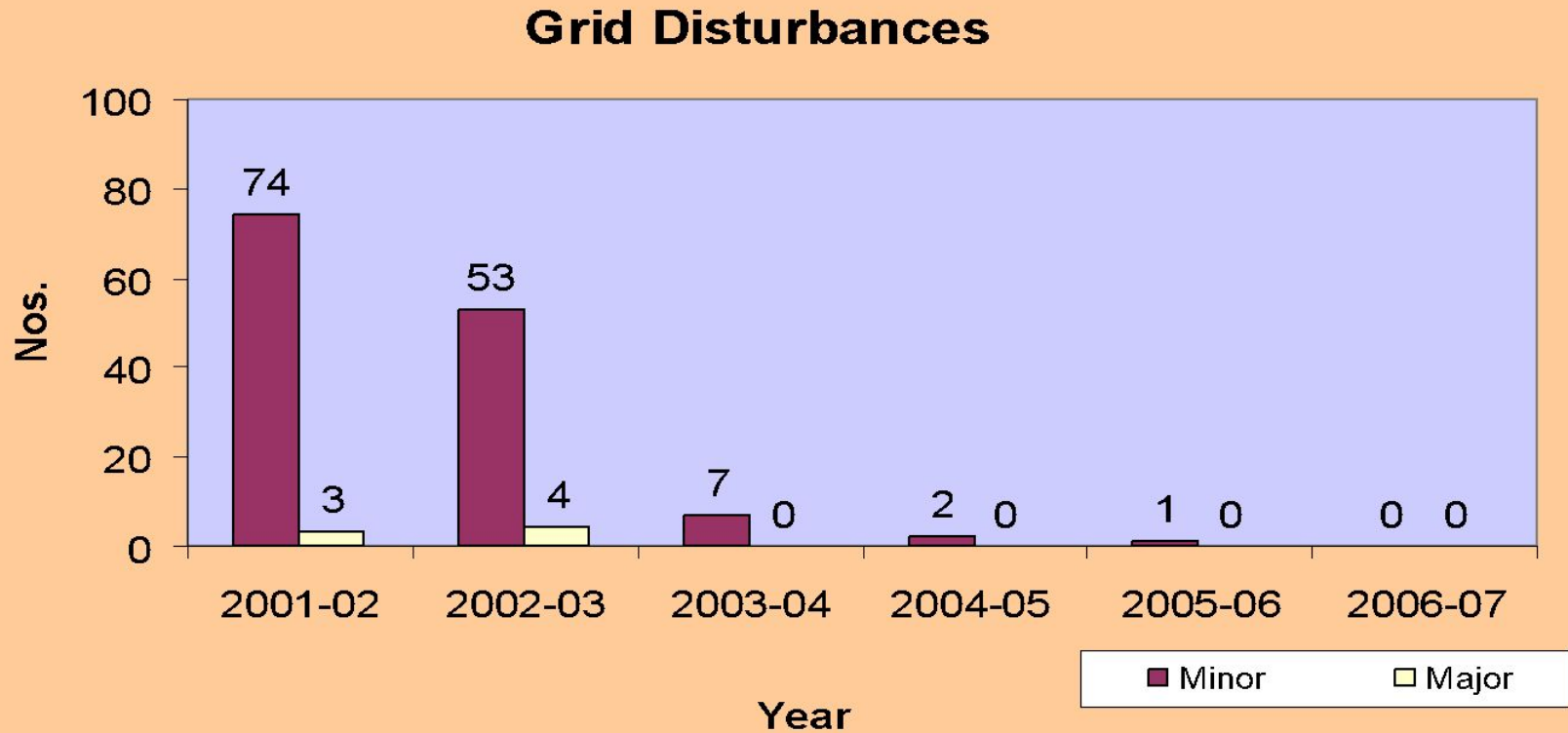
Dr. R.P. Singh

Chairman & Managing Director

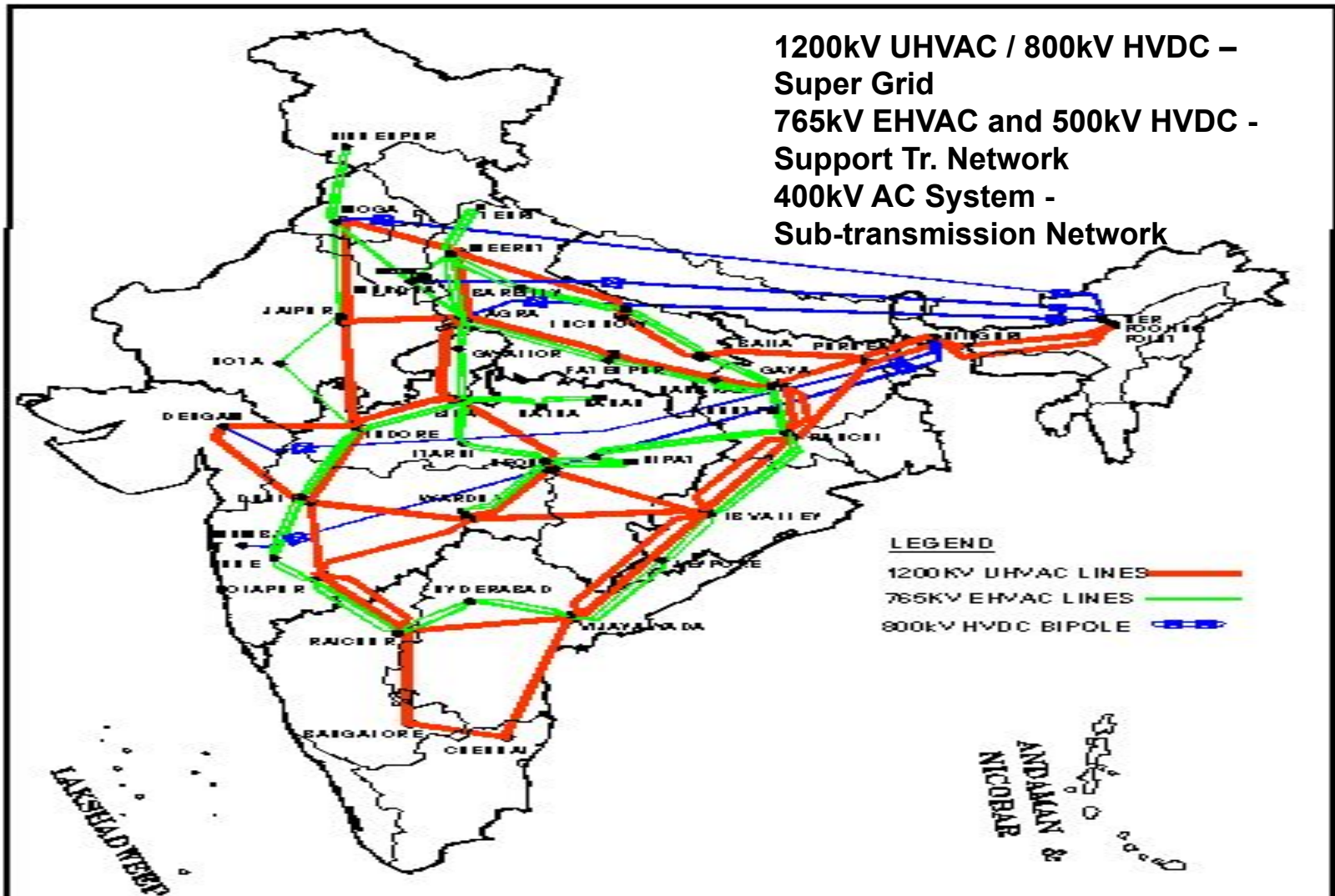
Power Grid

Corporation of India Ltd



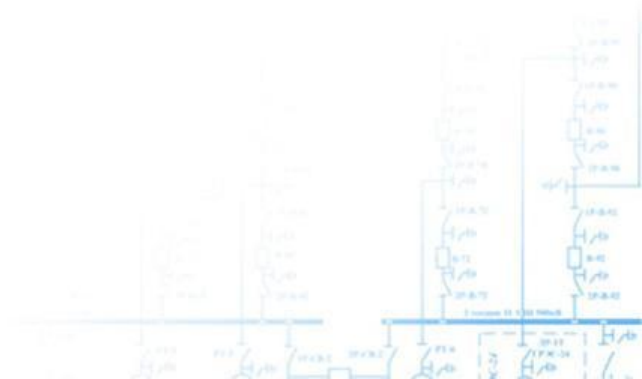


- On February 08, 2007, around 56 transmission lines of Northern Region tripped due to foggy conditions. However, by effective grid management, cascading was averted
- Transmission losses 3-4% in line with international standards



Энергетическая авария в США и Канаде

14 августа 2003 года



1965

TUESDAY, NOV. 9
5:16 p.m.



- отключено 20000 МВт
- время восстановления 13 часов

1977

WEDNESDAY, JULY 13
9:34 p.m.



- отключено 6000 МВт
- время восстановления 26 часов

2003

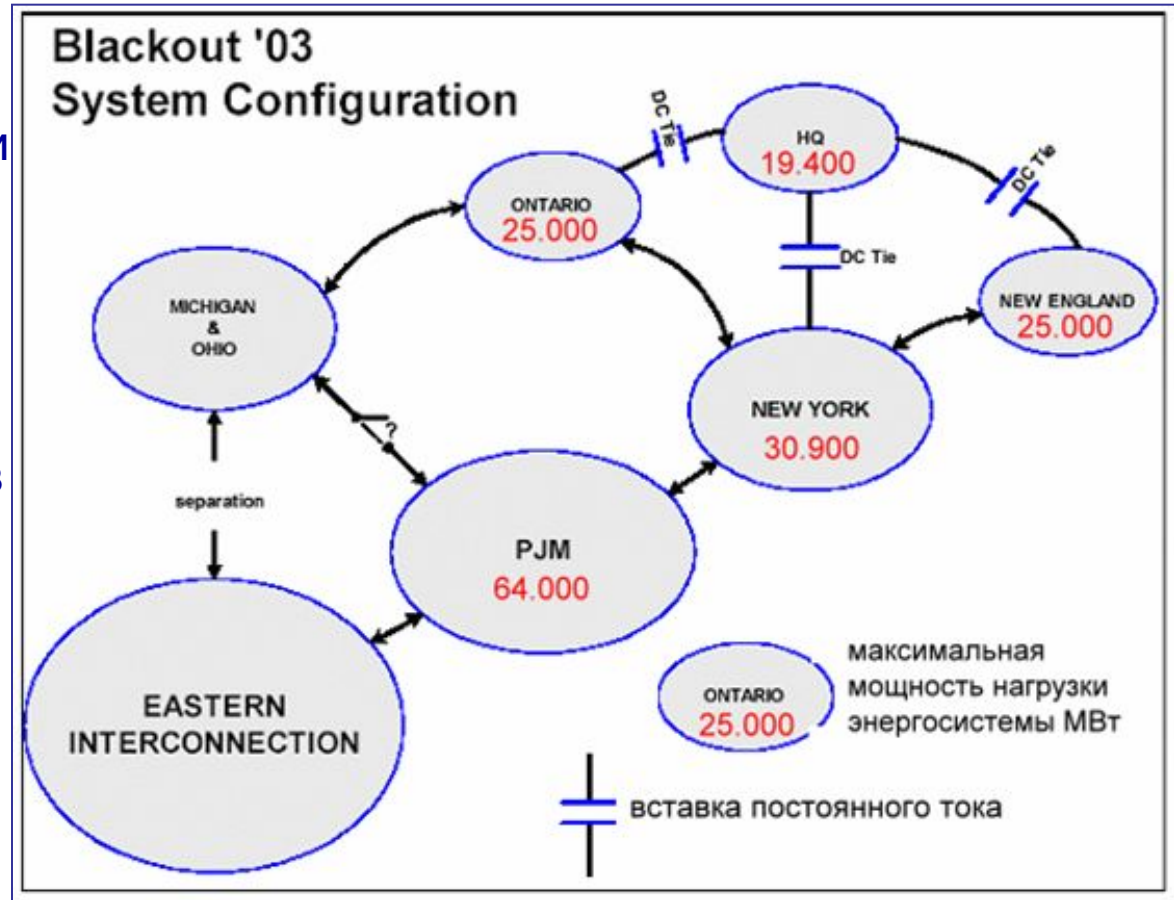
WEDNESDAY, AUG. 14
4:11 p.m.



- отключено 62000 МВт
- время восстановления 44 часа

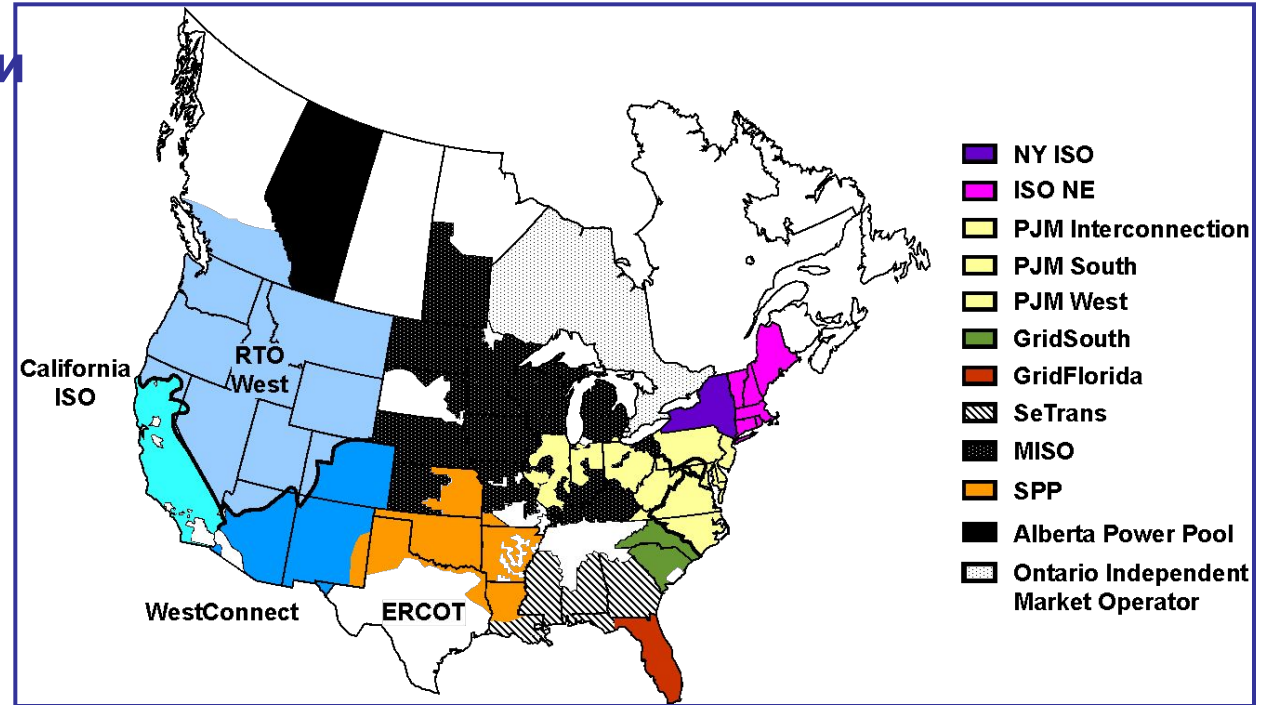
- Электростанции и линии электропередачи строились для снабжения ближайших потребителей - средняя длина ВЛ около 60 км
- Надежность энергоснабжения потребителей достигалась простым увеличением количества ВЛ отходящих от одного источника
- Межсистемные линии электропередачи образовывались «сами-собой» при географическом сближении региональных ВЛ
- Основной класс напряжения региональной распределительной сети – 345 кВ

- Все энергосистемы работают параллельно, кроме энергосистем канадской провинции Квебек, которые отделены вставками постоянного тока
- Во всех штатах, пострадавших от аварии, проведена рыночная реформа в энергетике
- Созданы независимые поставщики электроэнергии
- Не предусмотрено обязательное разделение вертикально-интегрированных компаний



Конкурентные рынки электроэнергии:

- Рынок PJM (Пенсильвания-Джерси-Мериленд)
- Рынок штата New York
- Рынок штата New England
- Рынок канадской провинции Ontario



управляются Независимыми системными операторами(ISO), которым вертикально-интегрированные компании передали в управление сети в соответствующих регионах.

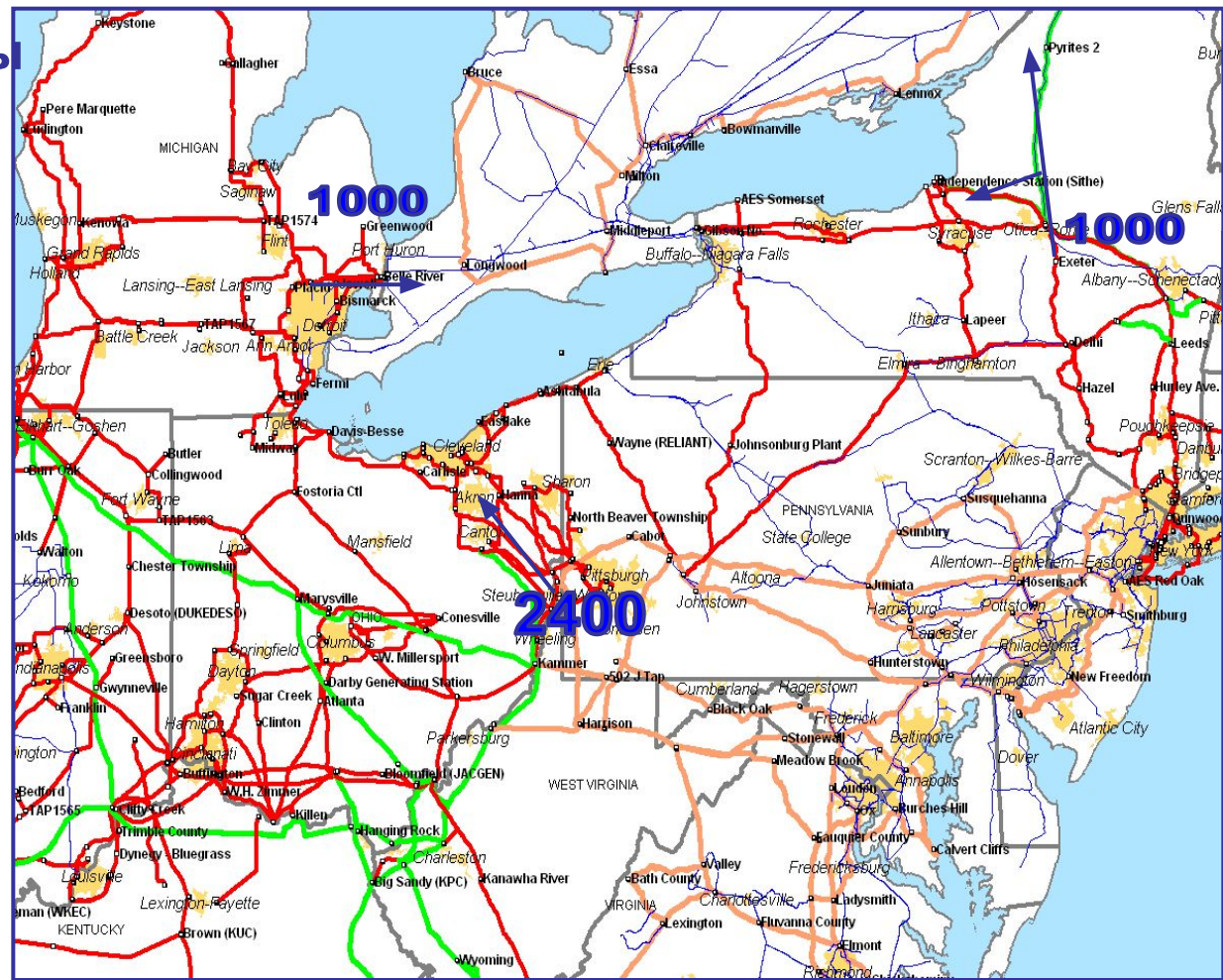
Работа энергосистем штата Мичиган и Огайо координируется недавно созданным MISO

Основные центры потребления электроэнергии:

- Штат Мичиган (Детройт);
- Штат Огайо (Кливленд);
- Штат Нью Йорк
- Канадская провинция Онтарио

Условные обозначения:

- ВЛ 230 кВ
- ВЛ 345 кВ
- ВЛ 500 кВ
- ВЛ 765 кВ

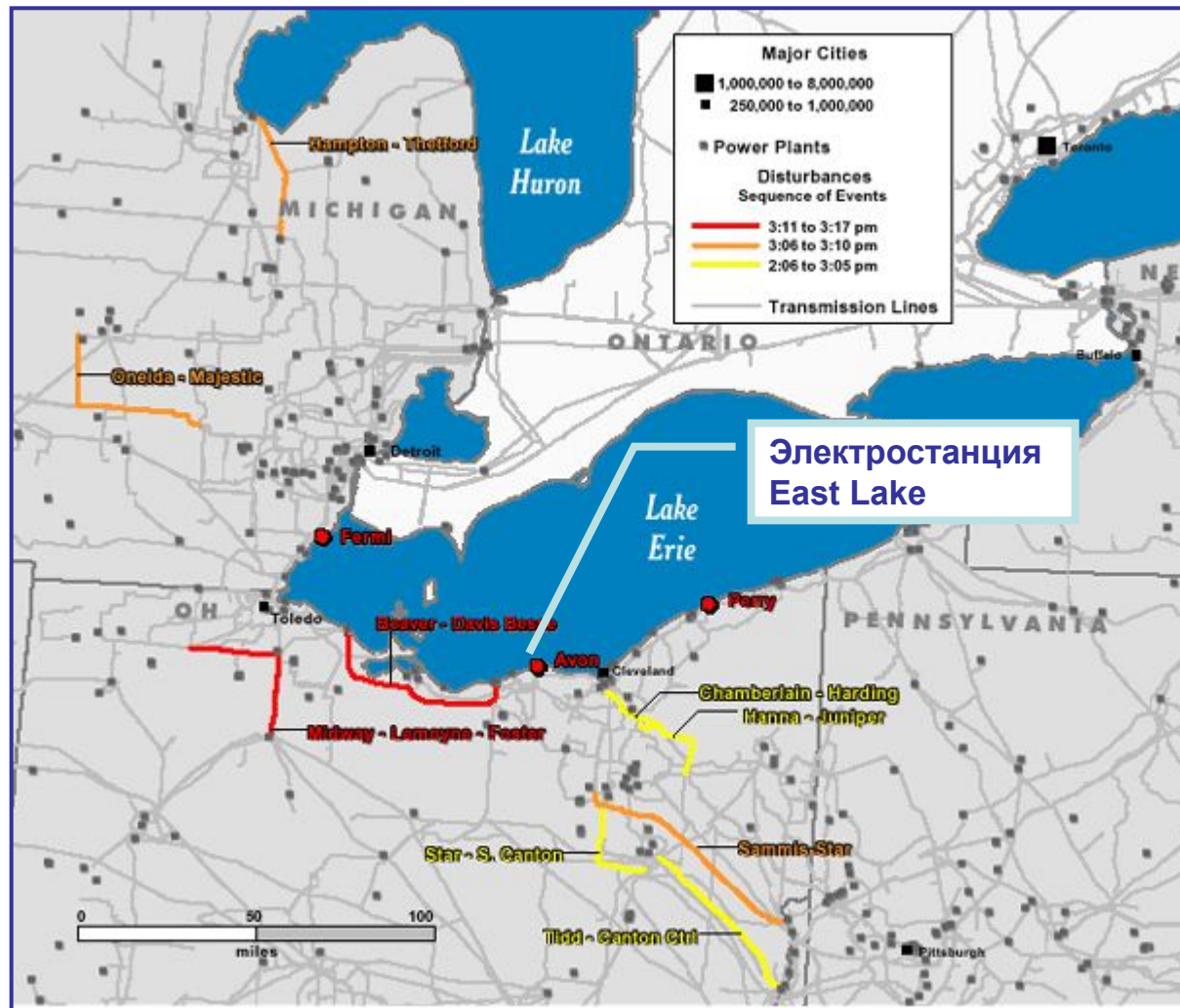


13:31 – отключение блока № 5 (597 МВт) на ТЭС East Lake вследствие неправильных действий оператора по увеличению выдаваемой реактивной мощности;

14:02 – отключение ЛЭП 345 кВ Stuart – Atlanta из-за перекрытия на дерево;

14:41 – отказ основного сервера системы EMS в компании First Energy;

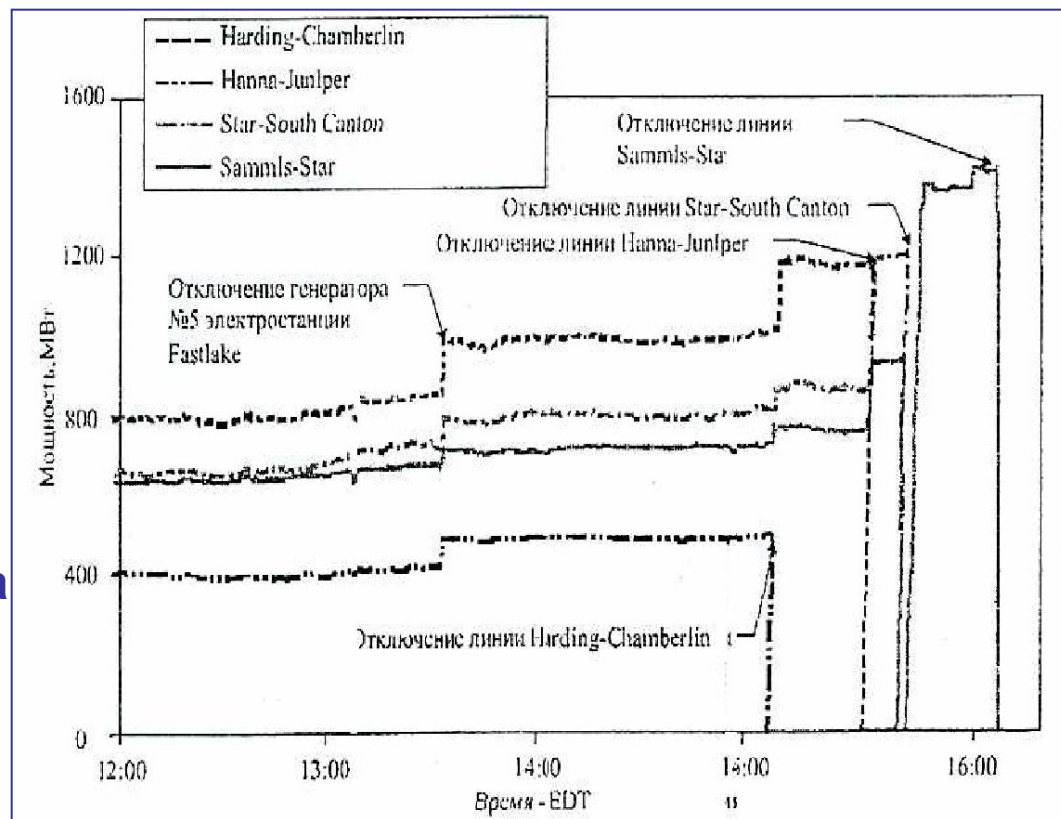
14:54 – отказ резервного сервера EMS (это считалось невероятным!).



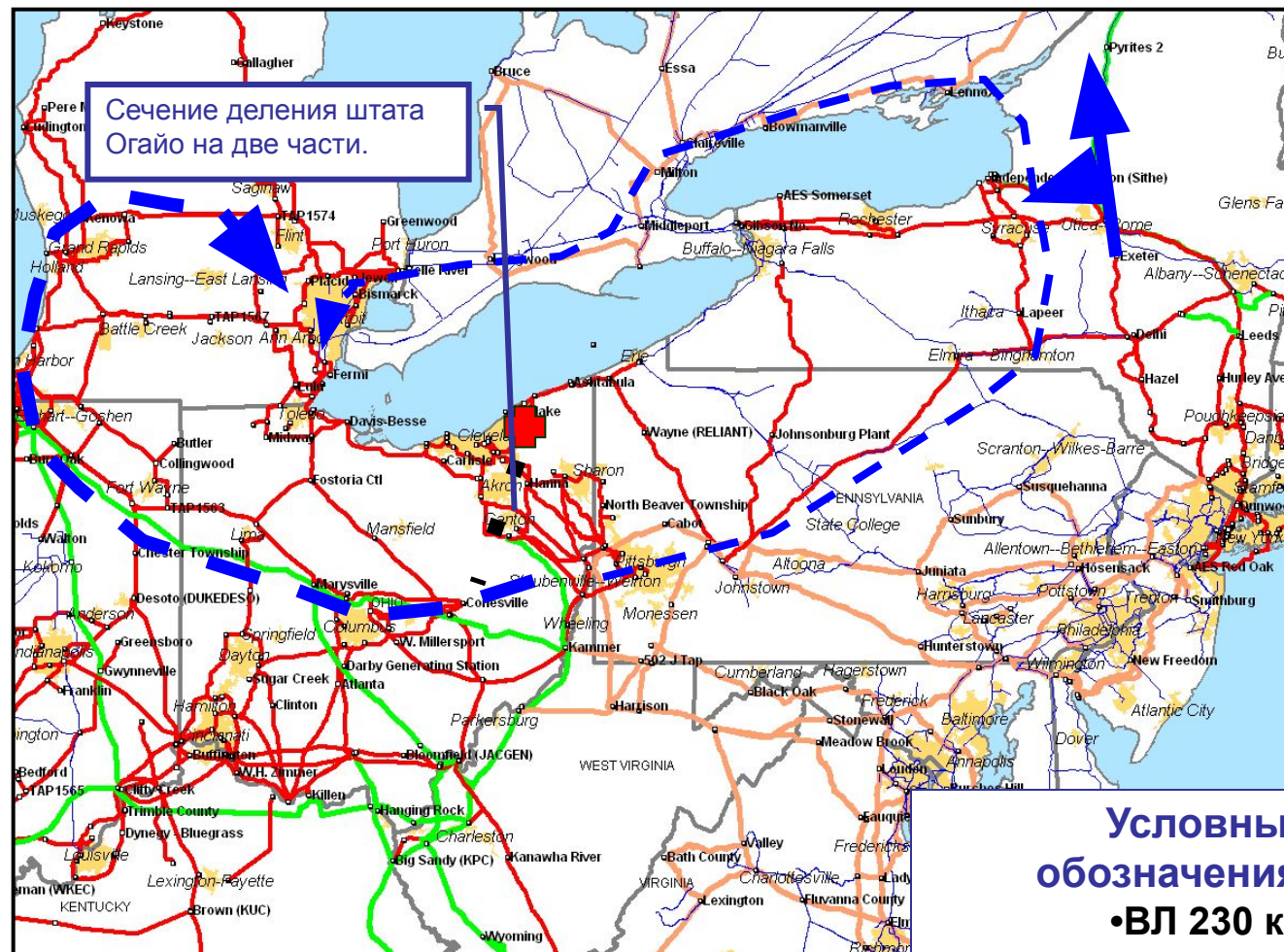
15:05:41 – 15:41:35 --
в результате перекрытий
на деревья
последовательно
отключились три ЛЭП
345 кВ.

15:46 - от перегрузки
отключилась ЛЭП 345
кВ Star – South Canton
и около 20 ЛЭП 138 кВ.

Электрическая сеть штата
Огайо разделилась на
две части: северную и
южную.

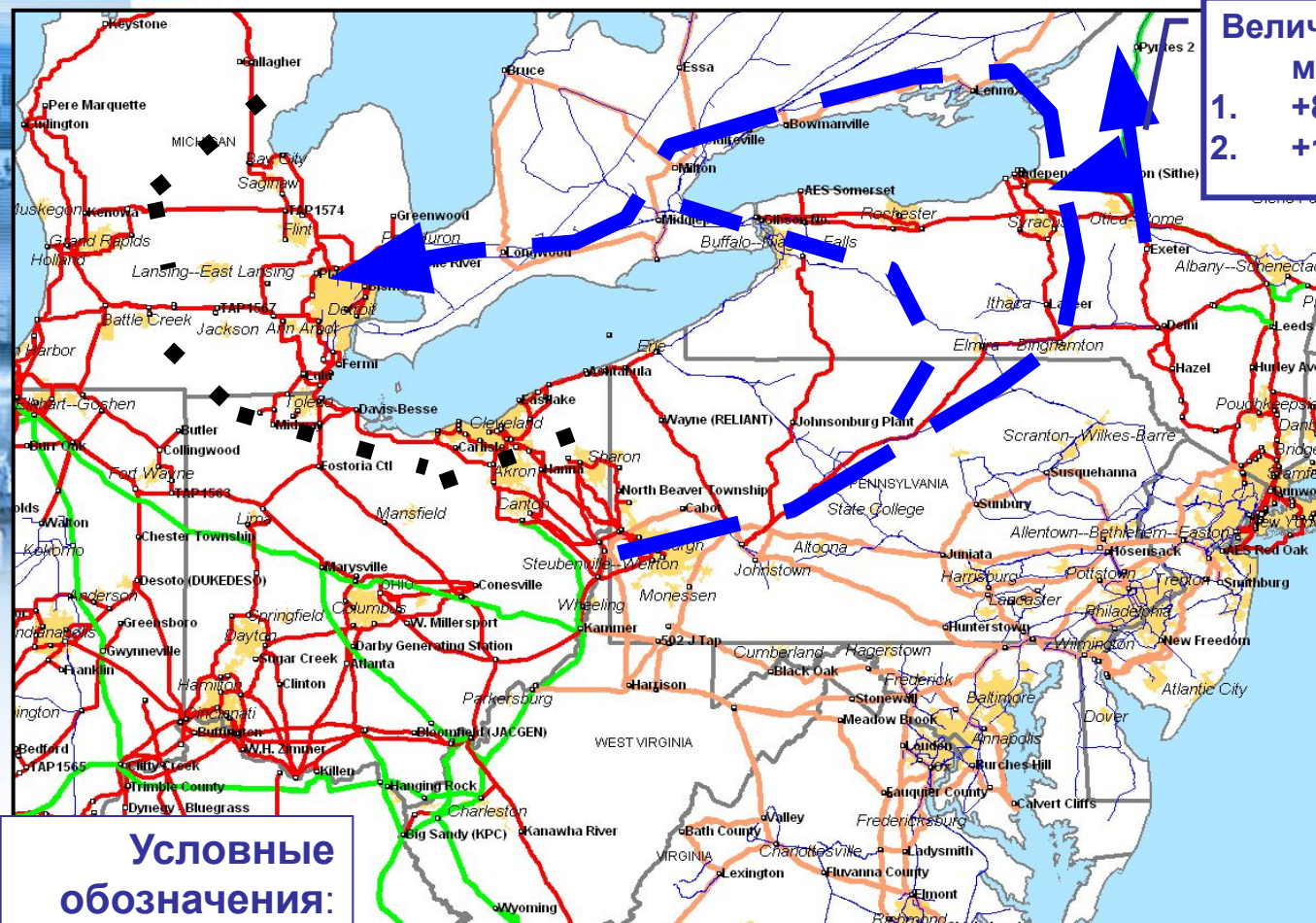


В северной части увеличились потоки из Мичигана и Онтарио, что вызвало перегрузки и отключения линий электропередачи в сечении запад – восток штата Мичиган.



Изменение потоков мощности после отключения ВЛ в штате Мичиган (15:46-16:10)

74



Величина наброса мощности:

1. +800 (16:10)
2. +1000 (16:10:40)

16:06 – от перегрузки отключилась ЛЭП 345 кВ Sammis – Star, что вызвало опрокидывание нагрузки (“лавину напряжения”) в районе г. Кливленд и прекращение потока мощности в направлении Онтарио через территорию штата Мичиган.

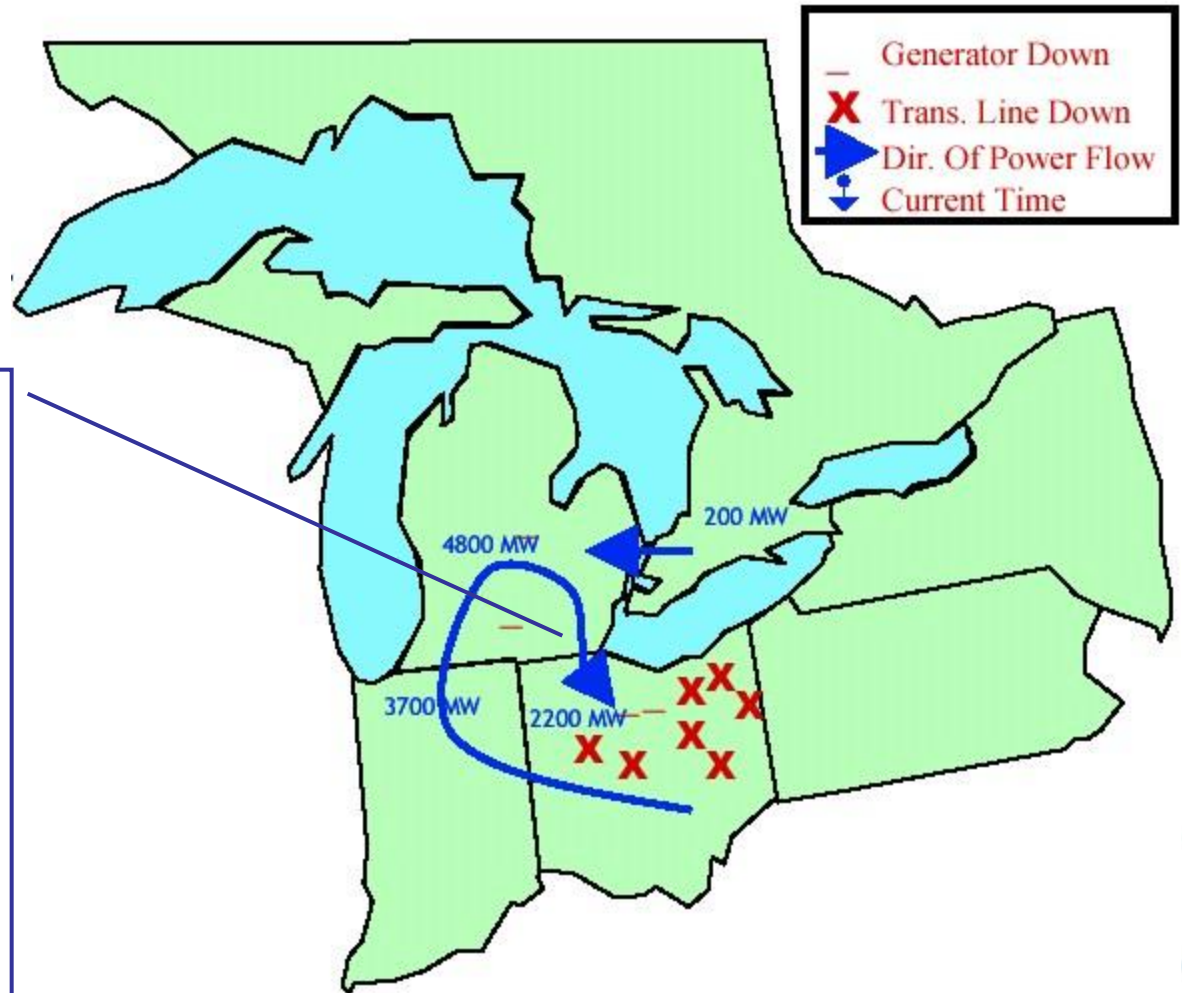
Это было начало каскадного развития аварии.

Условные обозначения:

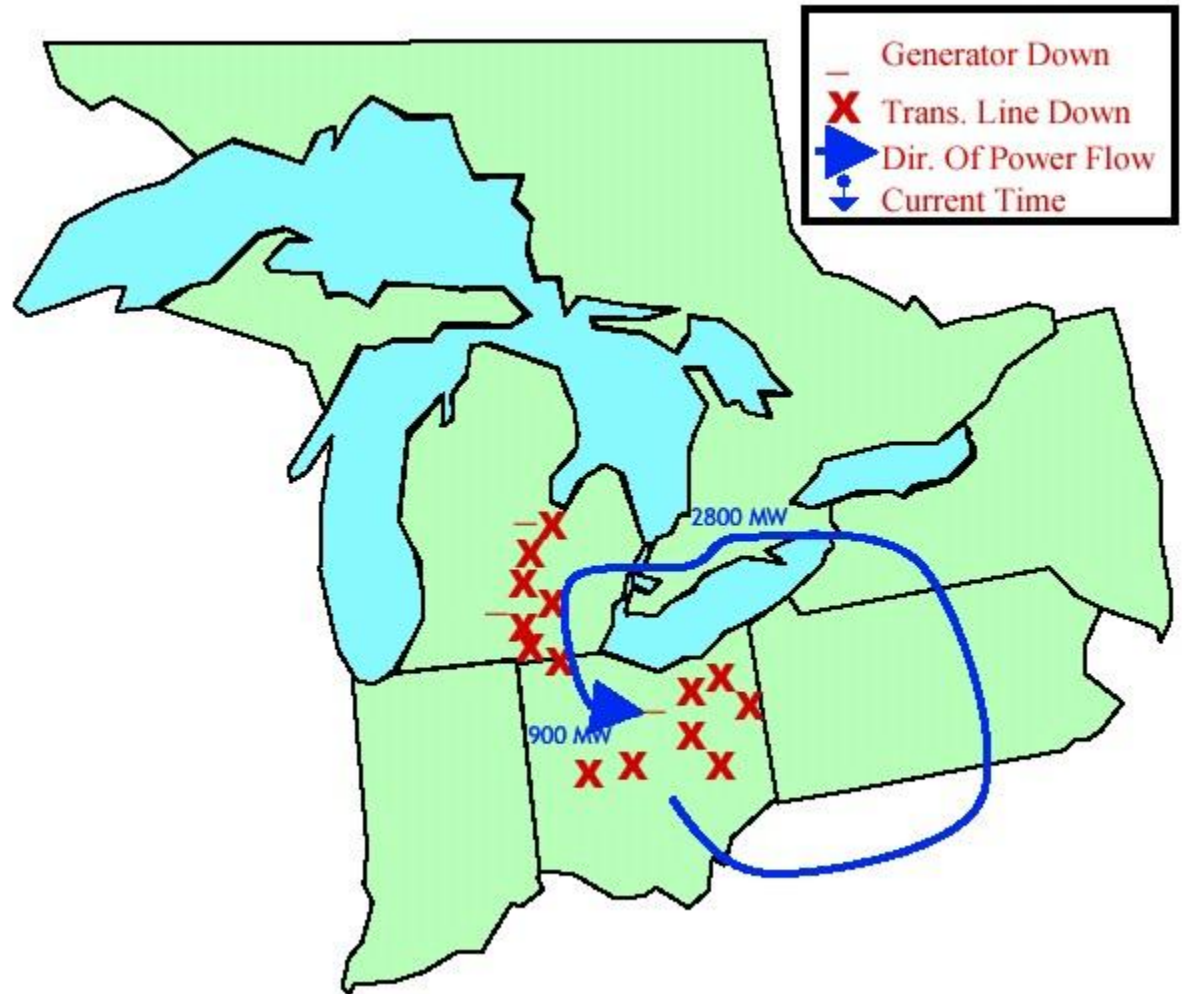
- ВЛ 230 кВ
- ВЛ 345 кВ
- ВЛ 500 кВ
- ВЛ 765 кВ

В штате Мичиган из-за снижения напряжения в течение 15 с остановились 20 генераторов (суммарная нагрузка 2174 МВт) в районе оз. Эри, в том числе «сели на нуль» две электростанции суммарной мощностью 1800 МВт:

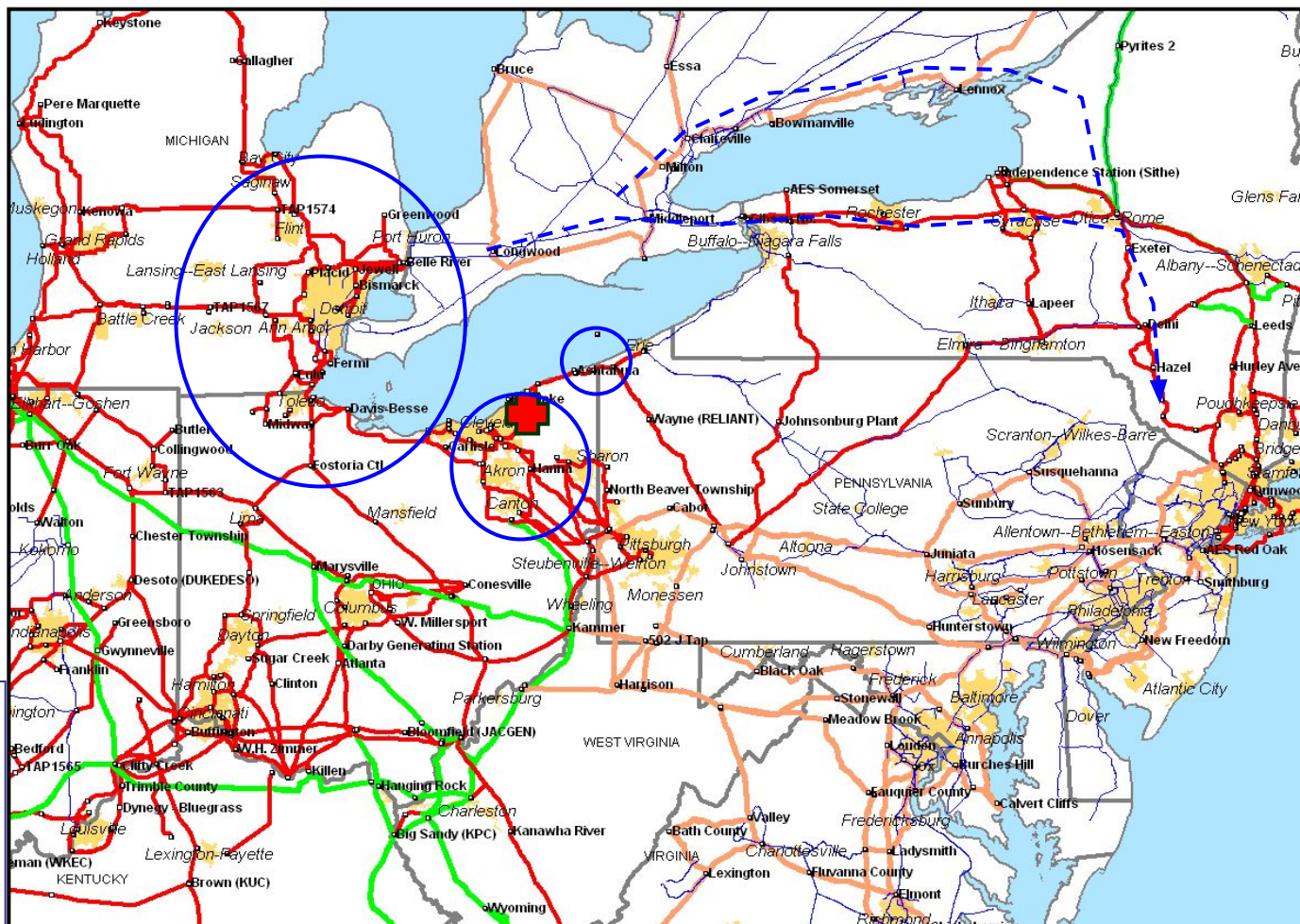
- Kinder Morgan
- MCV



- В течение 8 с из-за лавины напряжения происходит массовое отключение ЛЭП напряжением 138-230-345 кВ в штате Мичиган
- Восточная часть штата Мичиган отделяется от основной части штата
- Через штаты Нью-Йорк, провинцию Онтарио и другие штаты протекает почти 2800 МВт



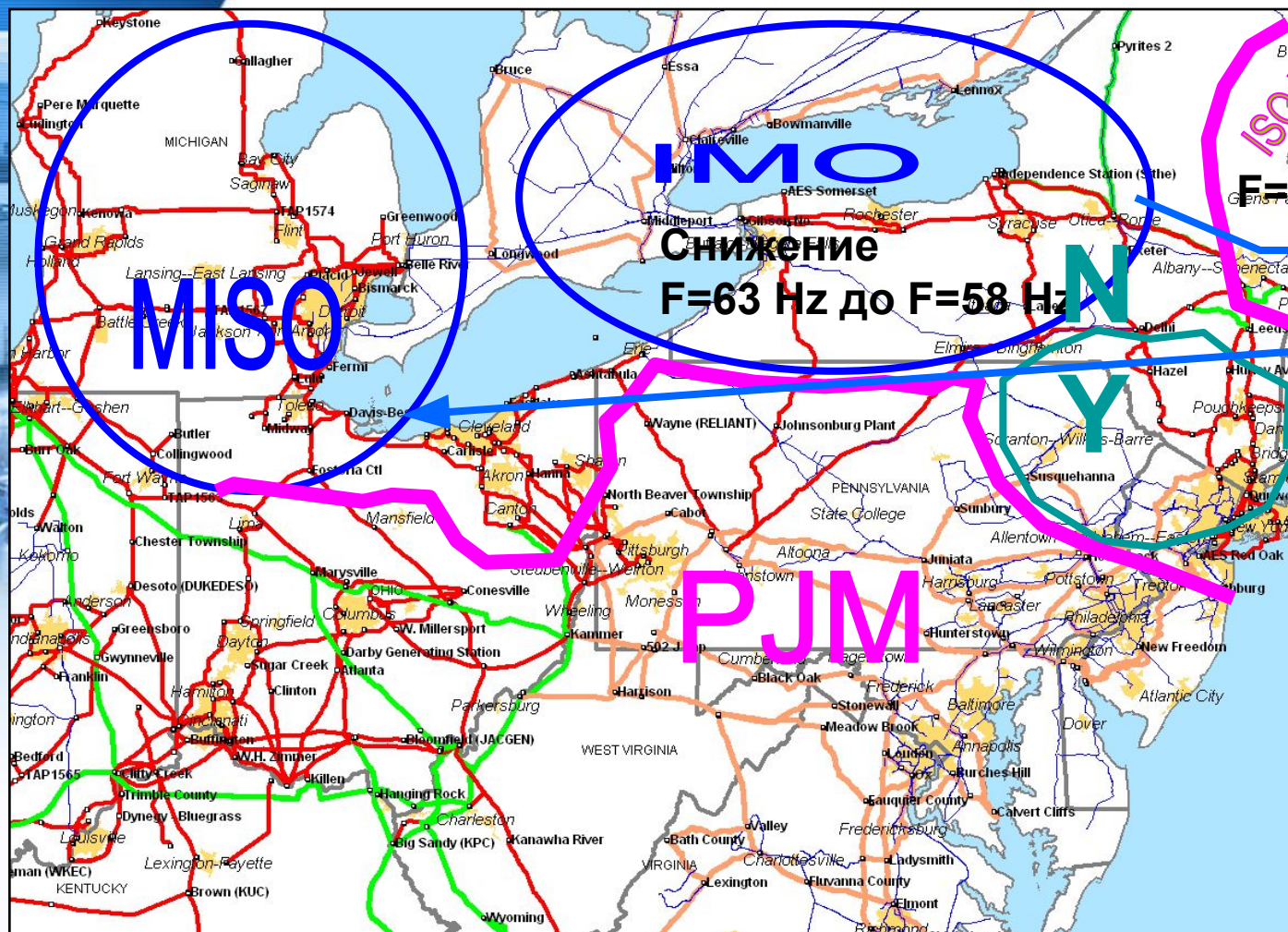
Отделение северной части штата Мичиган, части провинции Онтарио от энергосистемы штата Нью Йорк



Условные обозначения:

- ВЛ 230 кВ
- ВЛ 345 кВ
- ВЛ 500 кВ
- ВЛ 765 кВ

Нарушение устойчивости в энергосистеме штата Нью Йорк, разделение её на несинхронно работающие части



$F=60,3 \text{ Hz}$

Полностью
погашенные
районы

Условные
обозначения:

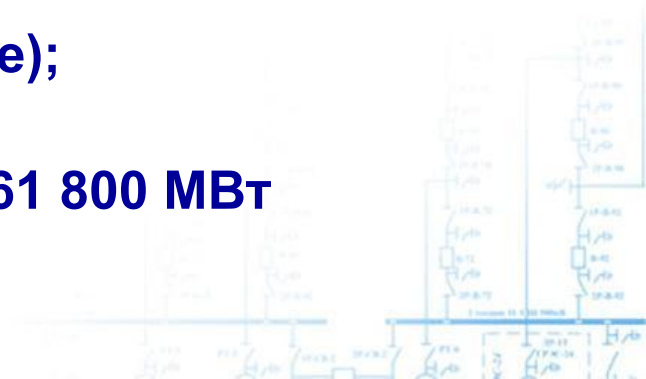
- ВЛ 230 кВ
- ВЛ 345 кВ
- ВЛ 500 кВ
- ВЛ 765 кВ

- Отказы и перегрузки систем возбуждения в условиях сниженных напряжений.
- Работа защит агрегатов/блоков после больших возмущений в энергосистеме вследствие несогласованности устройств АЧР и защит генераторов.
- Отключение вследствие полного прекращения функционирования энергосистемы («лавина частоты»).

Всего в результате аварии были отключены 263 электростанции, на которых работал 531 генератор:

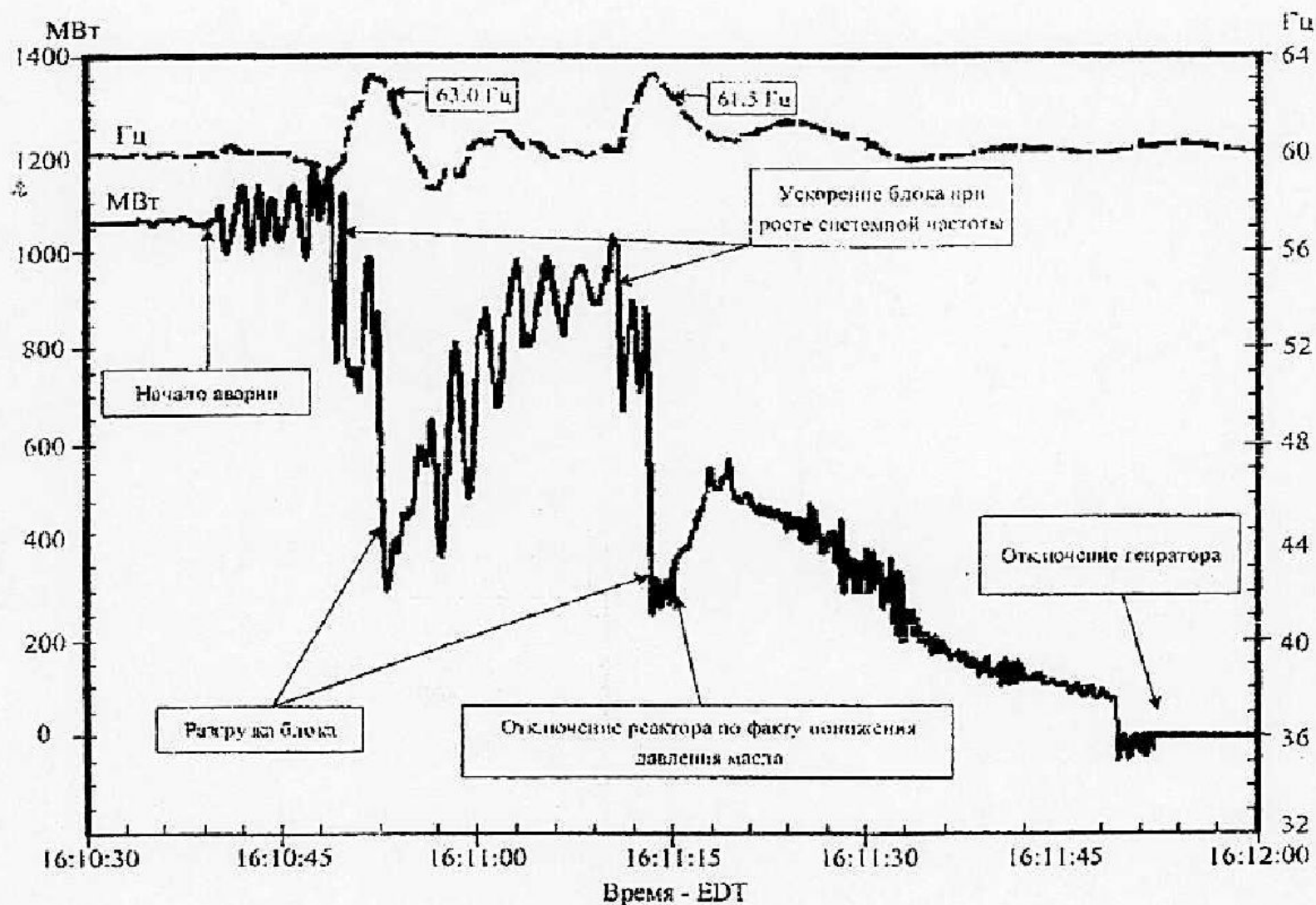
- ✓ паротурбинные – 67 (из них 39 угольные);
- ✓ газотурбинные -101;
- ✓ атомные – 12 (9 в США и 3 в Канаде);
- ✓ других типов – 101.

Объем погашенной нагрузки составил 61 800 МВт



Изменение мощности и частоты генератора атомной станции в штате Нью-Йорк

80



Карта распространения аварии

81

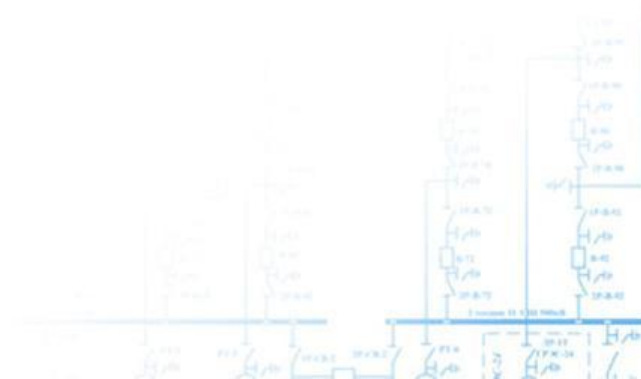
Цифрами указана последовательность отключения линий электропередачи и электростанций



Авария в системе электроснабжения 14 августа 2003 года является самой крупной по количеству лишенных электроэнергии людей за всю историю США. Без электроснабжения остались 50 миллионов человек, проживающих на территории около 24 тысяч квадратных километров. Потребителям было подано напряжение только через 44 часа.

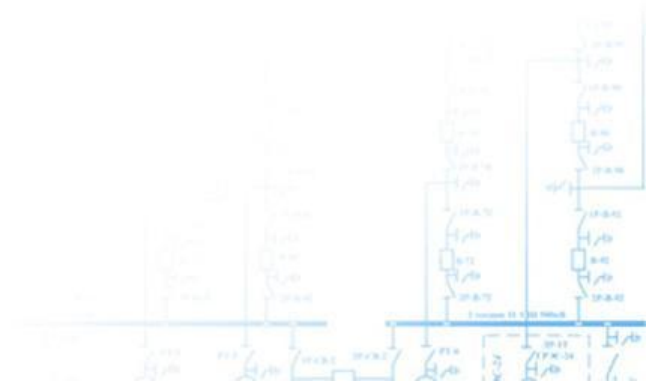
Источники информации

- Cambridge Energy Research Associates (CERA);
- Независимый системный оператор Новой Англии;
- Независимый системный оператор Нью-Йорка;
- Эксперт по инженерным вопросам General Electric.



- Основная причина – отключение линий электропередачи в штате Ohio вследствие перегрузки, последовавшей за аварийным отключением электростанции и плановым отключением генераторов на другой электростанции.
- Основные причины развития аварии:
 - ✓ Оперативно-диспетчерская система управления не соответствует сложившейся системе рыночных взаимоотношений между субъектами рынка;
 - ✓ Отсутствие идеологии построения системообразующей сети линий электропередачи;
 - ✓ Отсутствие противоаварийной автоматики, предотвращающей нарушение устойчивости;
 - ✓ Недостаточная эффективность автоматической частотной разгрузки (АЧР);
 - ✓ Отсутствие автоматики, обеспечивающей живучесть электростанций при значительных дефицитах мощности;
 - ✓ Отсутствие централизованной системы оперативно-диспетчерского управления.

Авария 25 мая 2005 года в Московской энергосистеме





Основные особенности Московской энергосистемы

1. Высокая концентрация структуры потребления, генерации, и плотность электрических сетей.

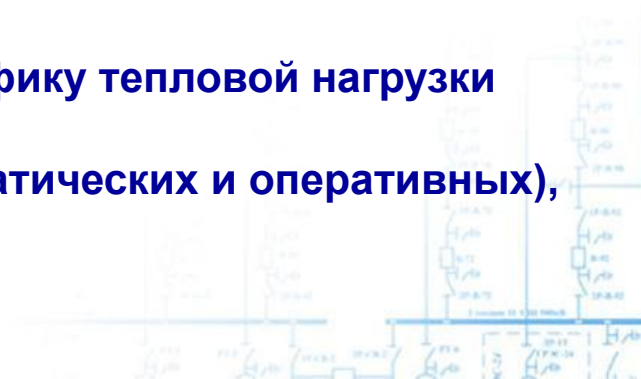
Сравнительная плотность сети 110-220 кВ энергосистем ОЭС Центра

Энергосистема	Площадь территории км ² (S)	Протяженность сети км (L)	Плотность сети L/S км/км ²
Астраханская	44000	4300	0,09
Брянская	34800	3247	0,093
Волгоградская	114100	9569	0,08
Вологодская	145700	5115	0,035
Воронежская	52400	5357	0,1
Владимирская	29000	2833	0,098
Московская	42000	14917	0,36
Нижегородская	74800	7053	0,094
Костромская	60100	2745	0,046

2. Высокие уровни токов короткого замыкания.

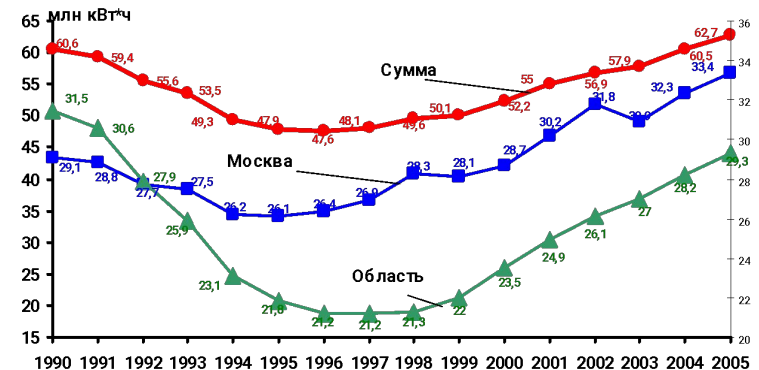
3. Большое количество ТЭЦ, работающих по графику тепловой нагрузки (в сетях 110-220 кВ).

4. Отсутствие управляющих воздействий (автоматических и оперативных), связанных с отключением нагрузки.

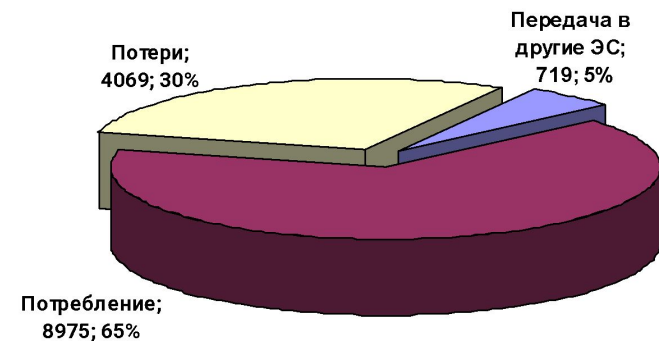
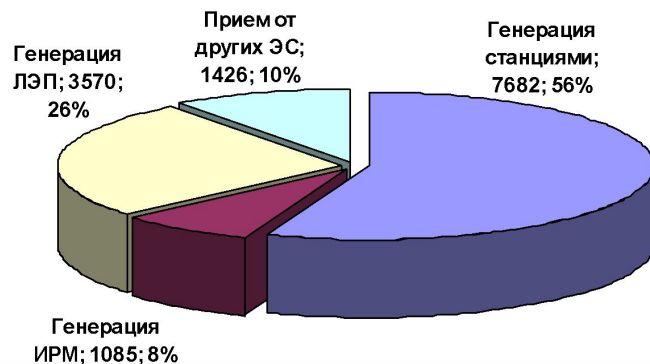


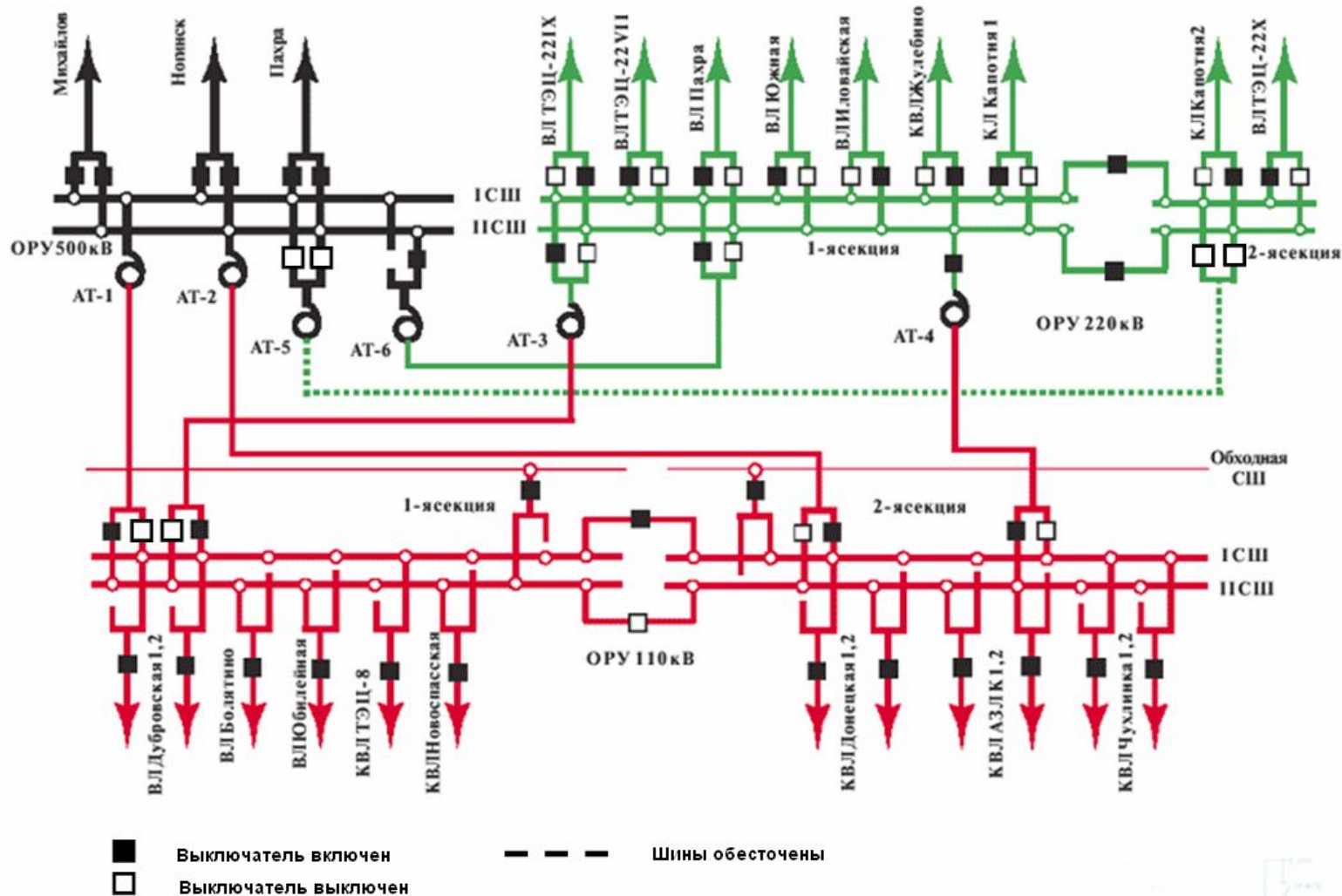
5. Недостаточные темпы роста генерирующих мощностей.
6. Значительный ежегодный рост нагрузки.
7. Дефицит активной мощности в регионе.
8. Недостаточный объём средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

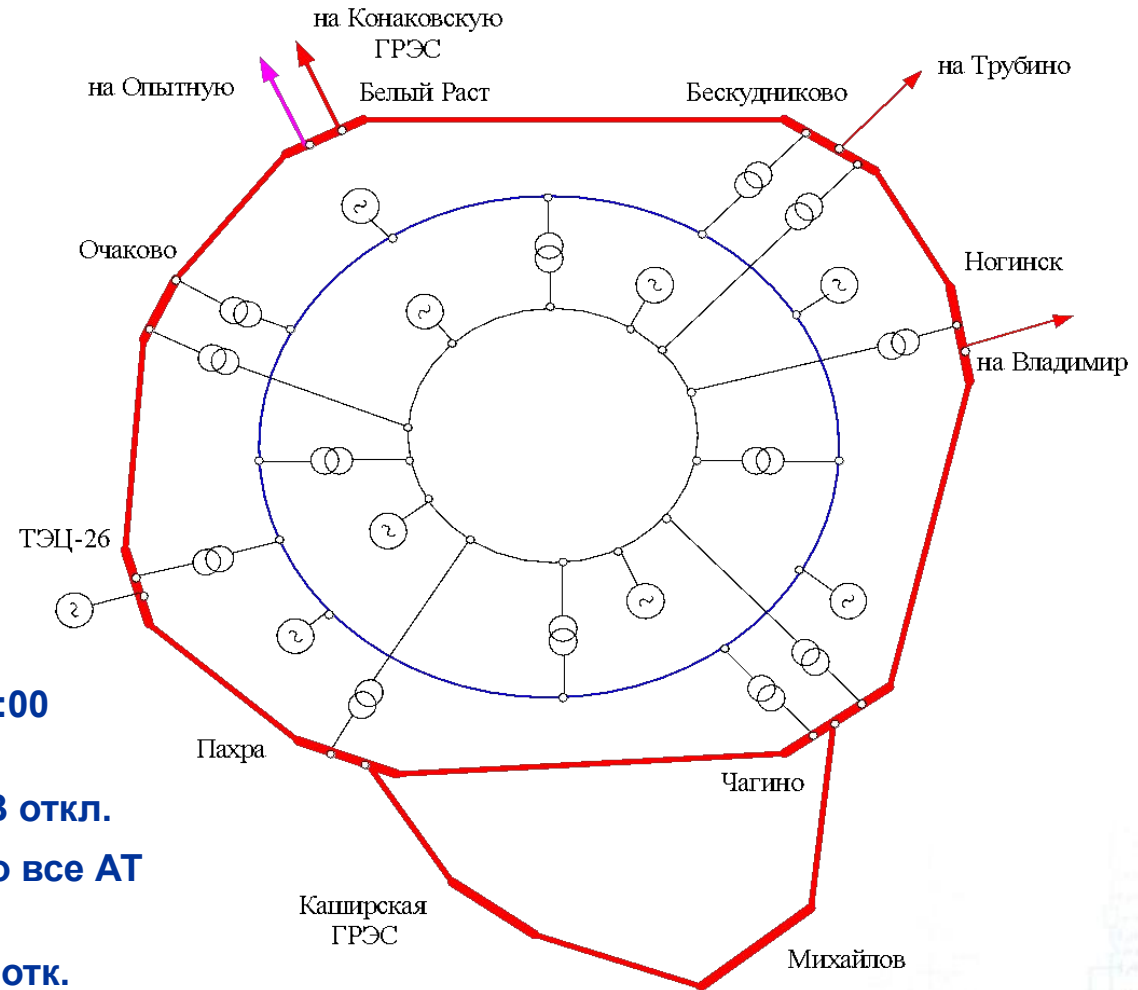
Динамика потребления электроэнергии в Московской энергосистеме



Баланс реактивной мощности Московской энергосистемы на период максимума нагрузок 2006 - 2007 гг. (Мвар, %)







**По состоянию на 09:00
25.05.2005:**

На ПС Чагино 500 кВ откл.

**На ПС Бескудниково все АТ
вкл.**

На ПС Ногинск АТ-2 отк.

На ПС Очаково АТ-7 откл

На ПС Пахра АТ-3 откл

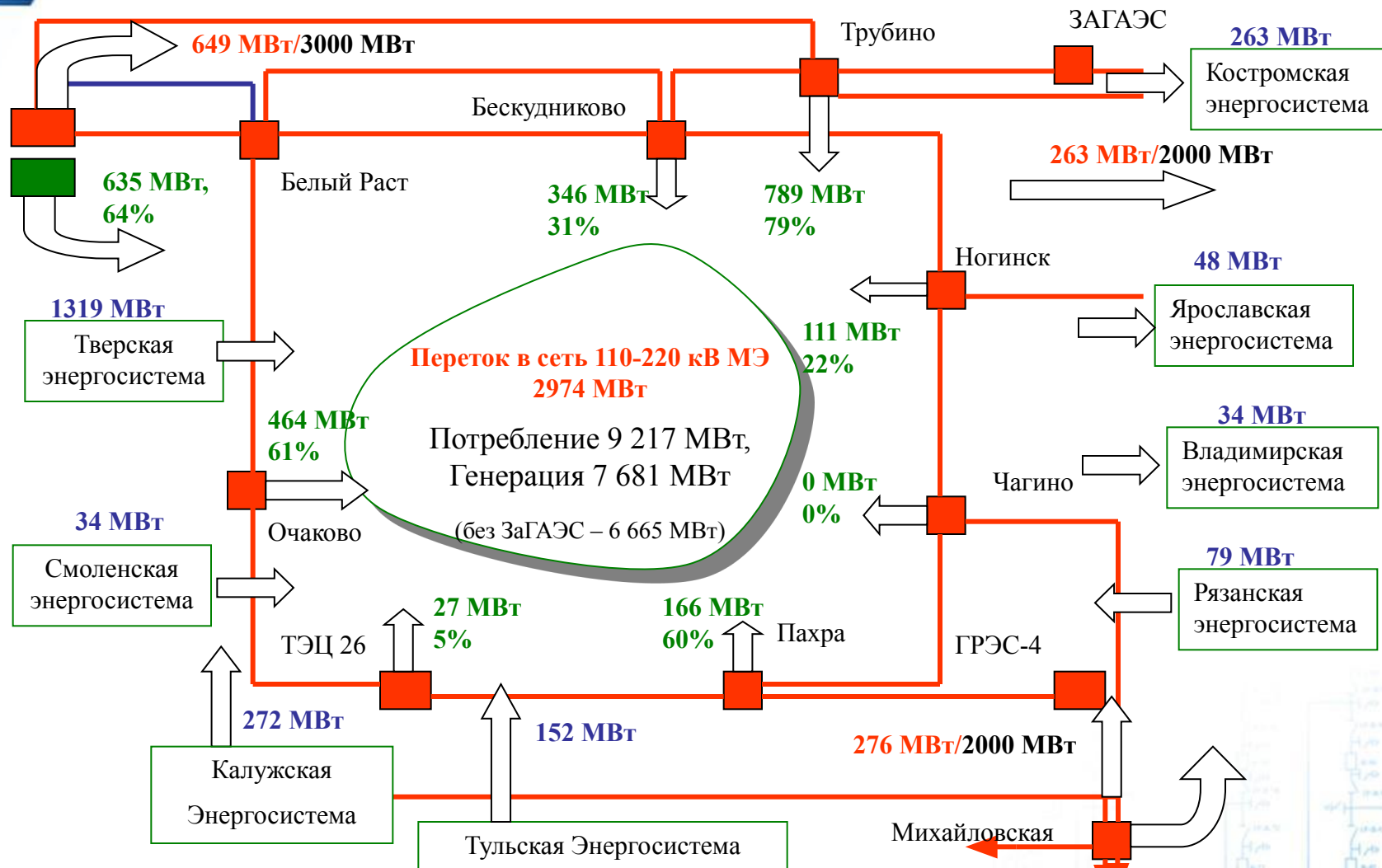
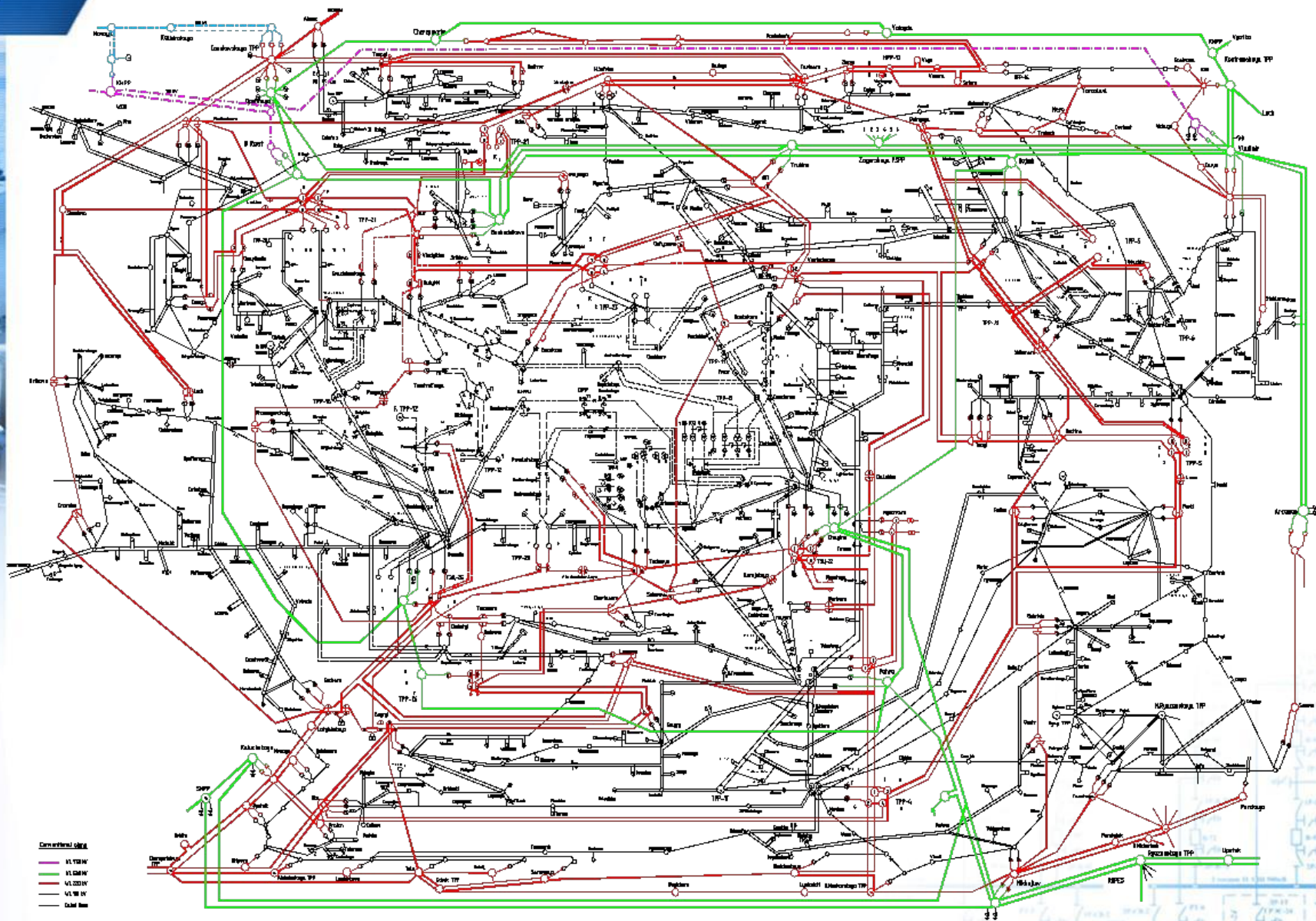
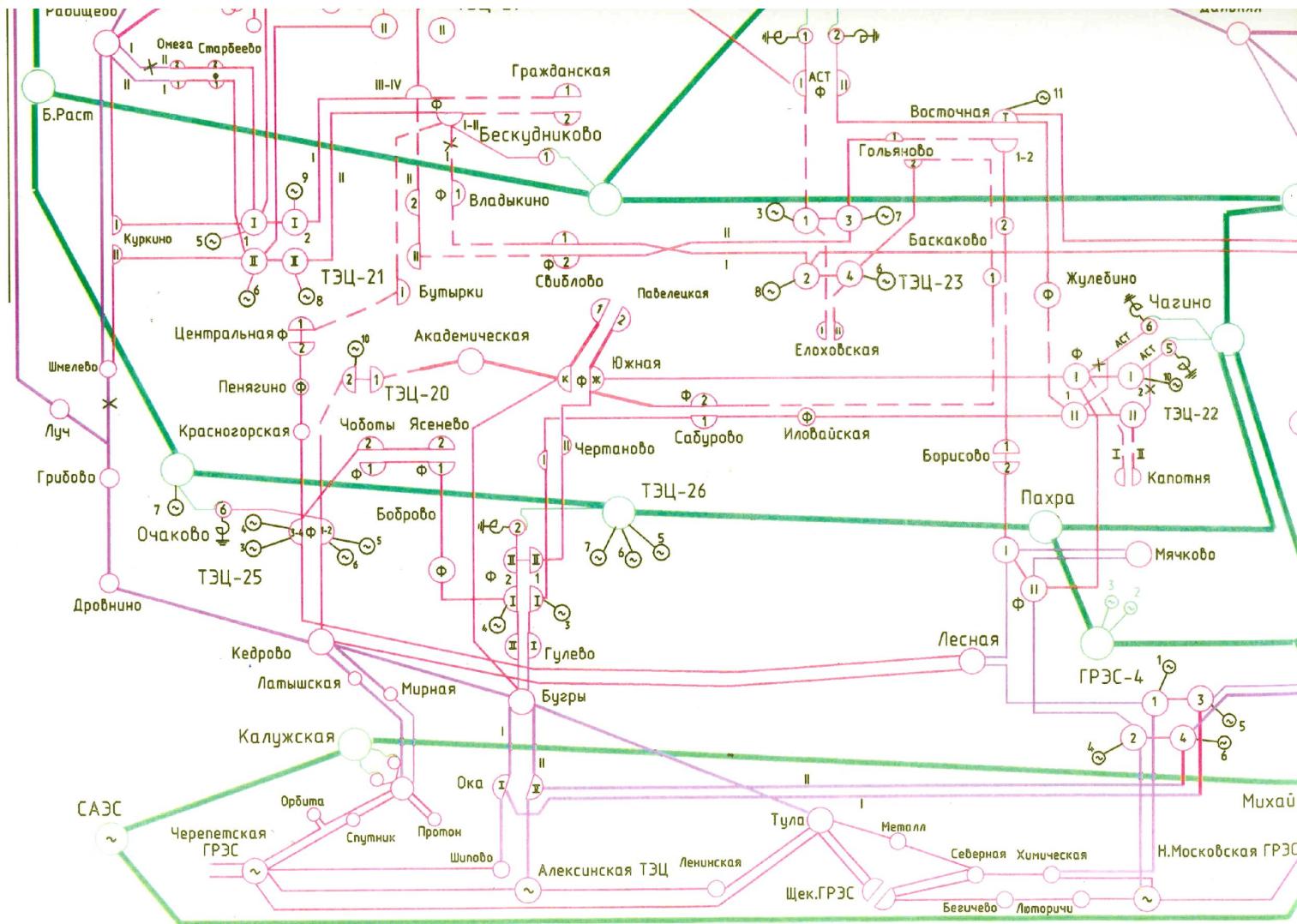


Схема электрической сети Московской энергосистемы





Фактические уровни напряжения на энергообъектах г. Москвы

Время	Трубино 110	Бескудниково 110	Ногинск 110	Пахра110	Очаково 110
8-00	106,5	106,9	107,8	106,15	106,9
9-00	106,3	105,8	107,3	103,9	104,9
10-00	105,8	106,7	107,25	101,2	104,8
10-34	106,3	106,2	107,8	96,2	101,2
10-55	105,3	106,2	107,8	93,5	100,9
11-00	105,3	106,2	108,3	91,8	100,9

Время	Южная 220	Чертаново 220	Лесная 220	ЦАГИ 220	Латышская 220	Грибово 220	Баскаково 220	Бугры 220	Кедрово 220
8-00	225,5	211,6	211,2	204,6	218	212,3	214,5	220,0	214,5
9-00	222	208,12	207,9	202,4	218	205,7	210,1	215,6	210,1
10-00	218,9	202,2	204,6	202	218	203,5	205,7	214,0	206,8
10-34	208,0	201,5	193,6	199,1	218	199,1	187	194,7	200,2
10-55	208,0	199,7	187,0	199,1	218	193,6	180,4	187,0	192,5
11-00	208,0	198	184,0	198,0	218	191,4	172,1	184,8	190,3

 - напряжение выше номинального значения (ГОСТ 721-77);

 - напряжение ниже номинального, но не ниже минимального нормально допустимого значения (104,5 кВ и 209 кВ) (ГОСТ 13109-97);

 - напряжение ниже минимального нормально допустимого, но не ниже предельно допустимого значения (99 кВ и 198 кВ) (ГОСТ 13109-97);

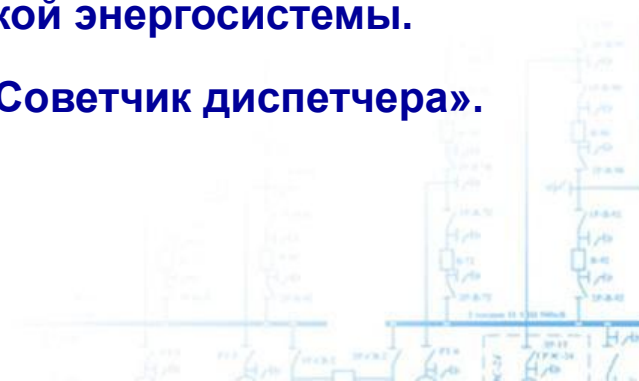
 - напряжение, достигшее предельно допустимой величины (ГОСТ 13109-97).



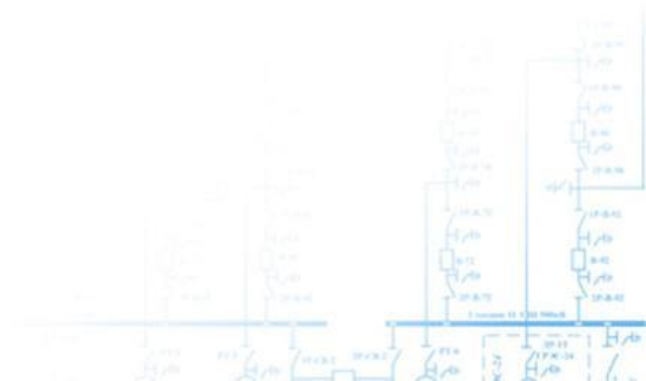
Первоочередные задачи по обеспечению нормализации режимов Московской энергосистемы

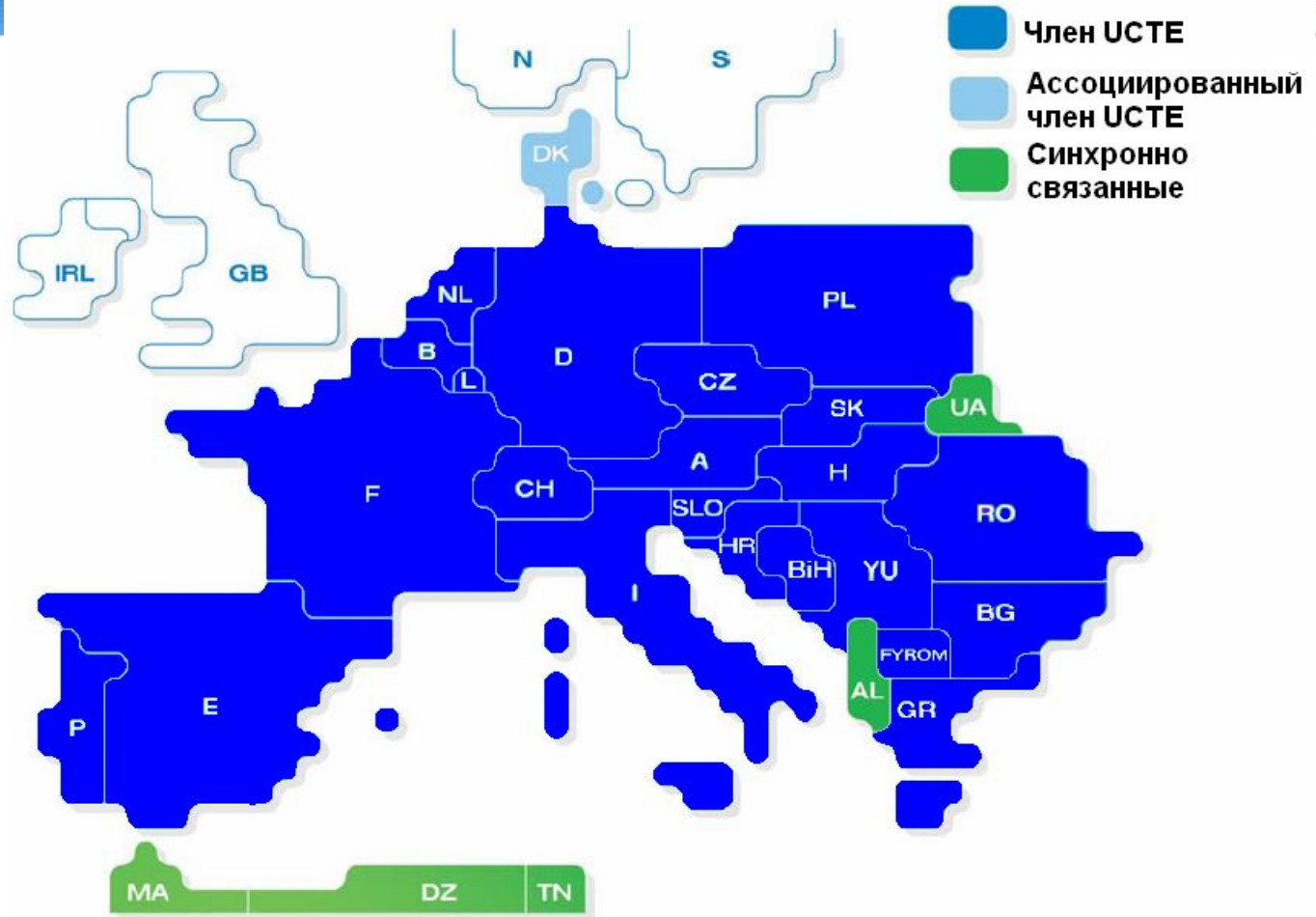
93

- ✓ Увеличение установленной мощности автотрансформаторов 500/220, 500/110 и 220/110 кВ на объектах Московской энергосистемы, сопровождающееся адекватным развитием распределительной сети 110-220 кВ.
- ✓ Оптимизация точек деления (секционирования) сети 110-220 кВ с учетом необходимости обеспечения допустимых токов КЗ, не превышающих отключающей способности выключателей.
- ✓ Максимальное использование существующих резервов устройств регулирования напряжения и устройств компенсации реактивной мощности.
- ✓ Установка новых источников реактивной мощности в энергосистеме.
- ✓ Установка локальных устройств АОСН.
- ✓ Повышение наблюдаемости режима Московской энергосистемы.
- ✓ Разработка и внедрение в эксплуатацию ПК «Советчик диспетчера».



Авария 4 ноября 2006 года УСТЕ

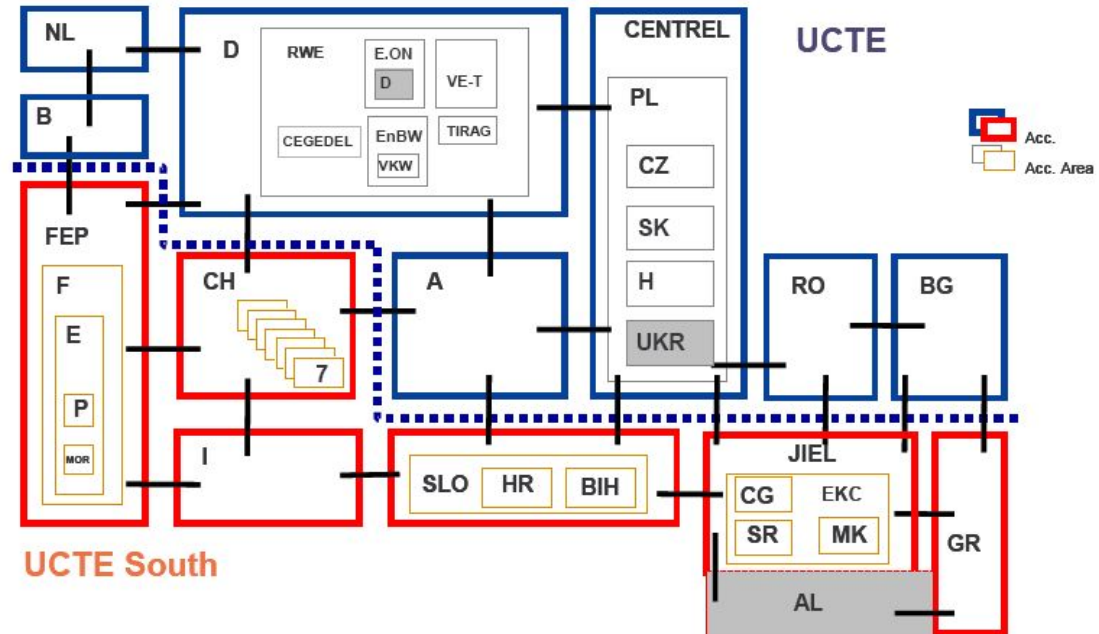




- УСТЕ (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) – ассоциация 29 системных операторов, работающих на территории 24 стран континентальной Европы с населением 450 миллионов человек.

- Мощность энергосбыта единицы 170 000 МВт

Основной принцип
УСТЕ –
децентрализованное
диспетчерское
управление

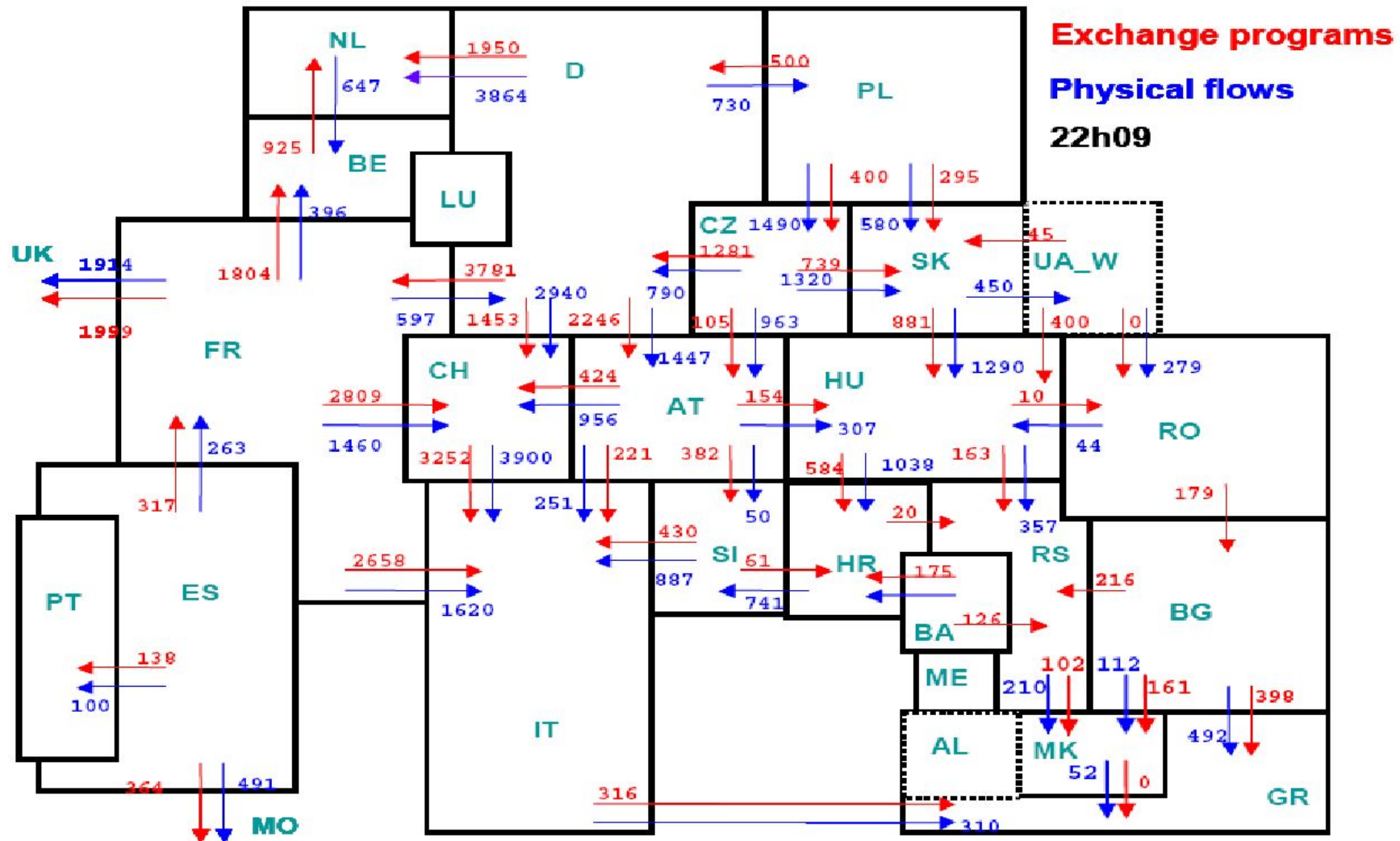


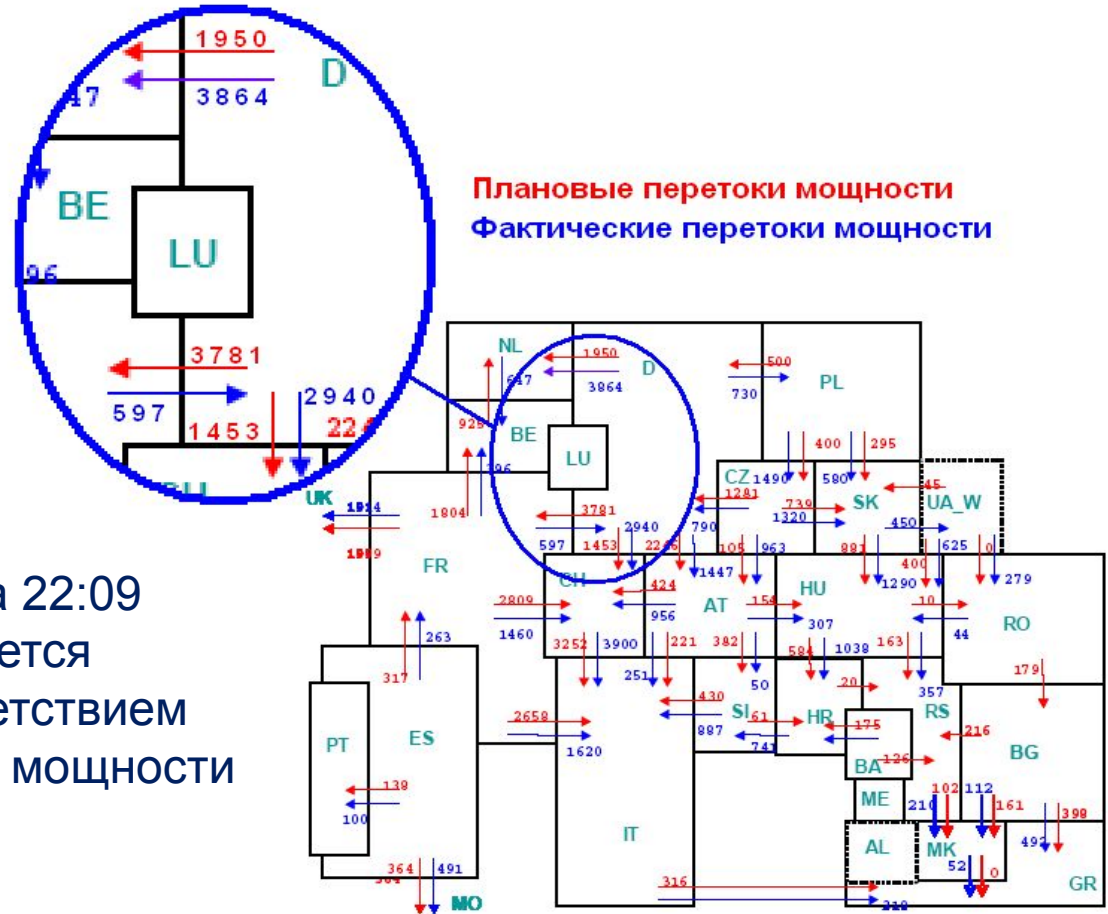
Планирование режимов

- Сбалансированность взаимных поставок проверяется координатором
- Проверку соблюдения критерия надежности выполняет НДЦ с использованием DACF (Day Ahead Congestion Forecast)

Управление режимами

- Каждый НДЦ управляет режимом своей энергосистемы, используя информацию, полученную от смежных энергосистем





Режим работы UCTE на 22:09 04.11.2006 характеризуется значительным несоответствием фактических перетоков мощности запланированным.

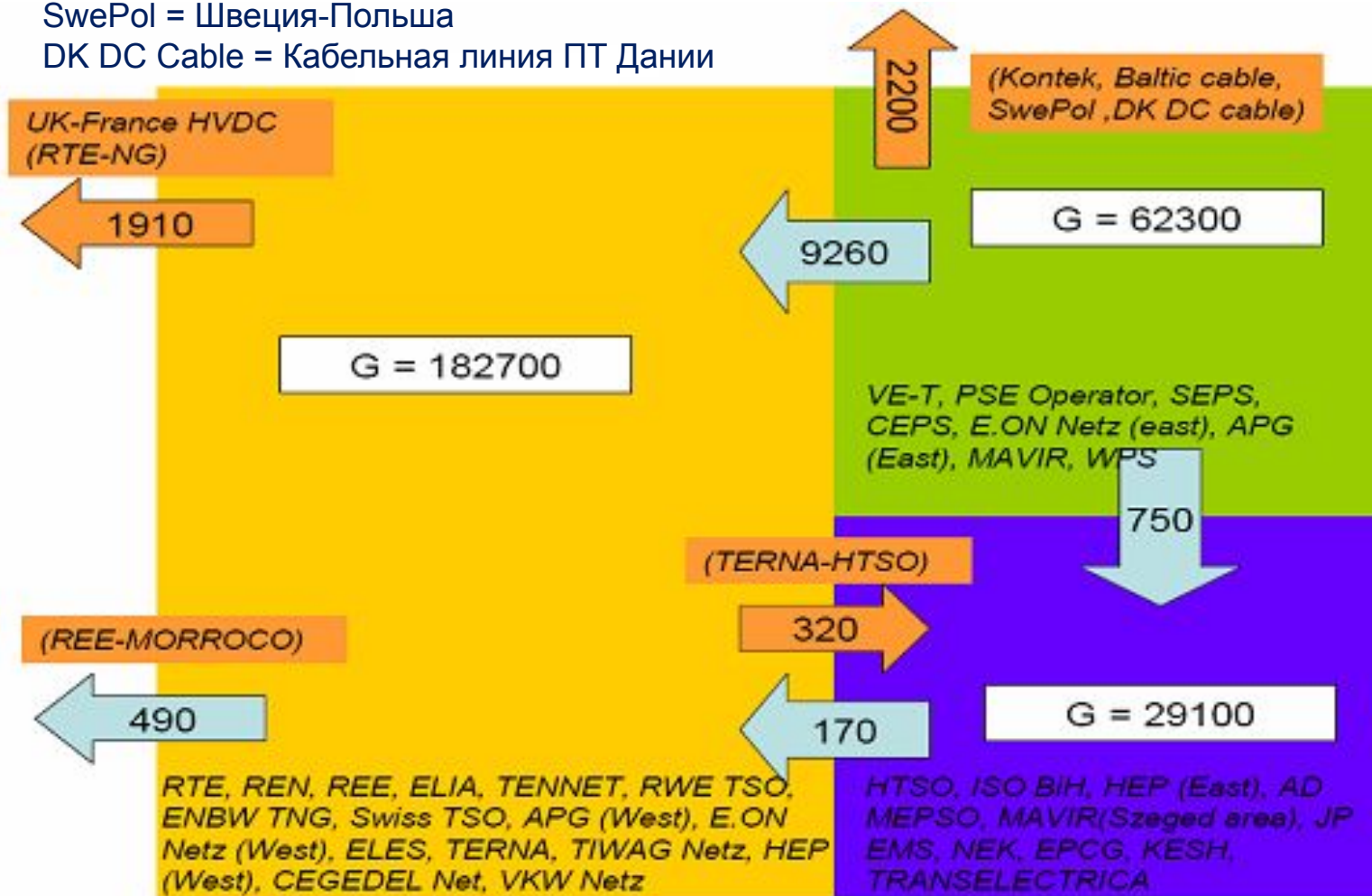
Перетоки мощности Германия – Нидерланды, Германия – Польша сильно увеличены из-за большой нагрузки ветроэлектростанций в Германии.

Баланс мощности УСТЕ перед разделением данные на 22:09 04.11.2006

99

UK-France HVDC = Высоковольтная
кабельная линия ПТ Великобритании –
Франция;
Baltic cable = Балтийский кабель
SwePol = Швеция-Польша
DK DC Cable = Кабельная линия ПТ Дании

ЛЭП, отключившиеся в результате
аварии (**синие стрелки**), кабельные
линии постоянного тока
(**оранжевые стрелки**).



Критерий «N-1» - это базисный принцип работы энергосистем. Руководство по ведению операций USTE, Правило №3 трактует его следующим образом: «Любое возможное одиночное событие, ведущее к выходу из строя элементов энергосистемы (генераторов, компенсационного оборудования, линий передач или трансформаторов), не должно создавать угрозу для безопасности работы всей взаимосвязанной сети, т.е. не должно вызывать каскадного отключения или потери значительного объема потребления.

В ряде случаев разрешается, чтобы СО допускали некое **уменьшение потребления** в своих районах при условии, что его объем обеспечивает безопасность работы, предсказуем и носит локальный характер».

DACF – «Прогноз пропускной способности сечений на день вперед». Данные и файлы этого прогноза готовятся каждым СО ежедневно на предстоящий день около 18:00 текущего дня. USTE требует выдавать 4 отметки времени ежедневно. Оператор E.ON Netz круглосуточно выдает метки времени на каждые полтора часа. Файлы DACF могут использоваться операторами USTE для проведения анализа надежности в масштабе большем, нежели из «домашняя» сеть.

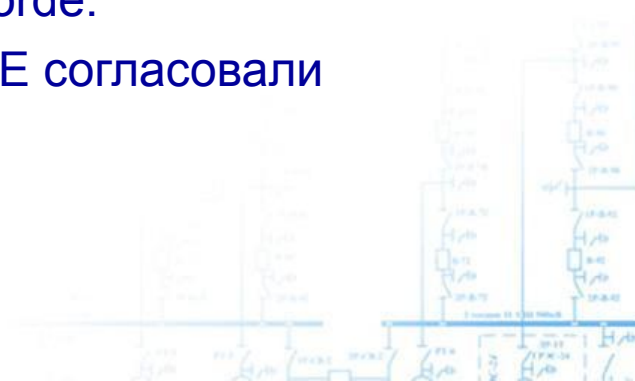
- ❖ 18.09.2006 – Оператору E.ON Netz был отправлен запрос на отключение двухцепной ЛЭП 380 кВ Diele-Conneforde с 00:00 5.11.2006 по 06:00 5.11.2006
- ❖ Оператор E.ON Netz провел анализ последствий отключения линии.
- ❖ 27.10.2006 – E.ON Netz выдал временное разрешение на отключение ЛЭП.
- ❖ 27.10.2006 – E.ON Netz информировал системных операторов TenneT (Нидерланды) и RWE (Германия) о выдаче временного разрешения.
- ❖ 27.10.2006 – проведена оценка последствий отключения ЛЭП операторами (Нидерланды) и RWE (Германия) при следующих плановых перетоках мощности:
 - ✓ E.ON Netz => TenneT: 850 МВт
 - ✓ RWE TSO => TenneT: 1 493 МВт
 - ✓ ELIA => TenneT: 1 257 МВт
- ❖ Принято решение о снижении в период с 00:00 5.11.2006 по 06:00 5.11.2006 перетока мощности между E.ON Netz и TenneT, на 350 МВт.

4 ноября Системный оператор TenneT принял решение о дополнительном снижении мощности потока между Германией и Нидерландами на 5 ноября с учетом прогноза изменения силы ветра и с целью управления потоками на соединительных линиях в TenneT.

Планирование отключения ЛЭП Diele-Conneforde

102

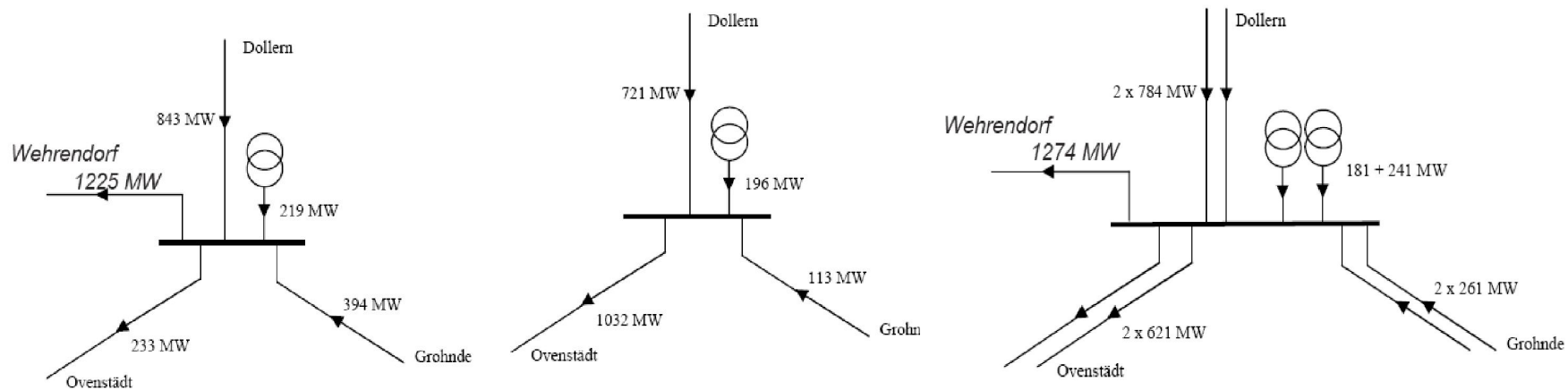
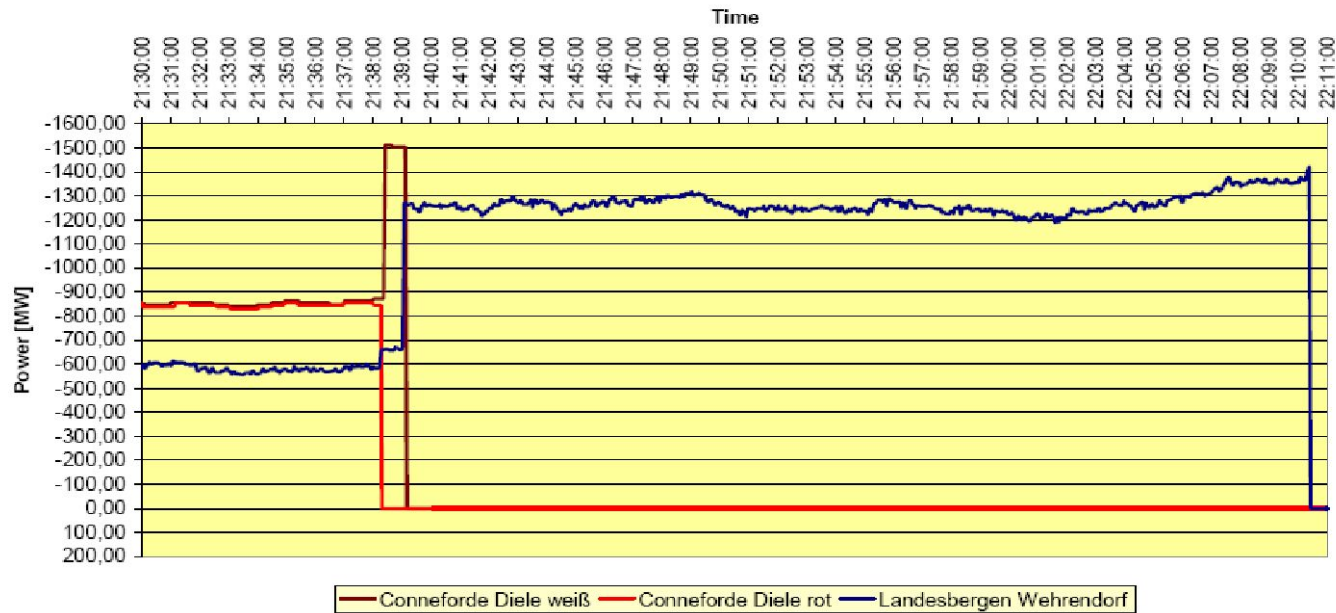
- ❖ 12:00 3.11.2006 – Оператору E.ON Netz отправлен запрос на изменение срока отключения ЛЭП (с 21:00 4.11.2006 по 03:00 5.11.06)
- ❖ 3.11.2006 – E.ON Netz провел повторный анализ последствий отключения линии. Выдано согласование на изменение срока отключения.
- ❖ RWE и TenneT не были своевременно проинформированы о новом согласовании, поэтому ими не был проведен соответствующий анализ надежности с учетом нового срока отключения
- ❖ О новых сроках отключения ЛЭП Diele-Conneforde TenneT и RWE проинформированы только в 19:00 4.11.2006, что не дало возможности заблаговременно, на этапе планирования сократить программы обмена мощностью между Германией и Нидерландами на период отключения линии Diele-Conneforde.
- ❖ 21:30 4.11.2006 – Операторы TenneT и RWE согласовали отключение.



- ✓ 21:38 – Оператор E.ON Netz отключил первую цепь ЛЭП 380 кВ Diele-Conneforde
- ✓ 21:39 – Оператор E.ON Netz отключил вторую цепь ЛЭП 380 кВ Diele-Conneforde
- ✓ 21:39 – Оператор E.ON Netz получил предупреждения о набросе мощности на линиях Elsen-Twistetal и Elsen-Bechterdissen
- ✓ 21:41 – Оператор RWE проинформировал E.ON Netz о том, что уставка на сигнал по линии Landesbergen-Wehrendorf составляет 1 795 А (фактический ток был меньше).
- ✓ 22:05 – 22:07 – нагрузка ЛЭП 380 кВ Landesbergen-Wehrendorf увеличилась на 100 МВт, и ток в линии превысил уставку на сигнал (1 795 А).
- ✓ 22:08 – Оператор RWE обратился к Оператору E.ON Netz с просьбой принять меры для разгрузки ЛЭП 380 кВ Landesbergen-Wehrendorf.
- ✓ 22:10 – Оператор E.ON Netz без согласования с Оператором RWE без производства расчетов на основании эмпирической оценки принял решение о замыкании шин на ПС Landesbergen для снижения тока по ЛЭП и выдал соответствующую команду.
- ✓ Замыкание шин привело к увеличению тока в линии на 67 А (вместо снижения), и линия автоматически отключилась защитами от перегруза на подстанции Wehrendorf (RWE).

Переток мощности по ЛЭП Landesbergen-Wehrendorf перед и после отключения ЛЭП Conneforde-Diele

104



1. Незатратные сетевые меры:
 - любые возможные изменения топологии;
 - полное использование эксплуатационных пределов изменения режимных параметров (например, нижнего допустимого предела напряжения).
2. Затратные рыночные меры на основании контрактов с третьими сторонами:
 - перераспределение перетоков;
 - встречная торговля;
 - использование третичных резервов;
 - использование дополнительных резервов (например, соседних системных операторов).
3. Если меры по группам 1 и 2 оказались недостаточно эффективными или в условиях нехватки времени:
 - сокращение уже подтвержденных графиков обмена;
 - отключение (ограничение) нагрузки;
 - снижение напряжения ниже допустимого значения;
 - прямое указание любым энергетическим установкам, включая ветроэлектростанции.

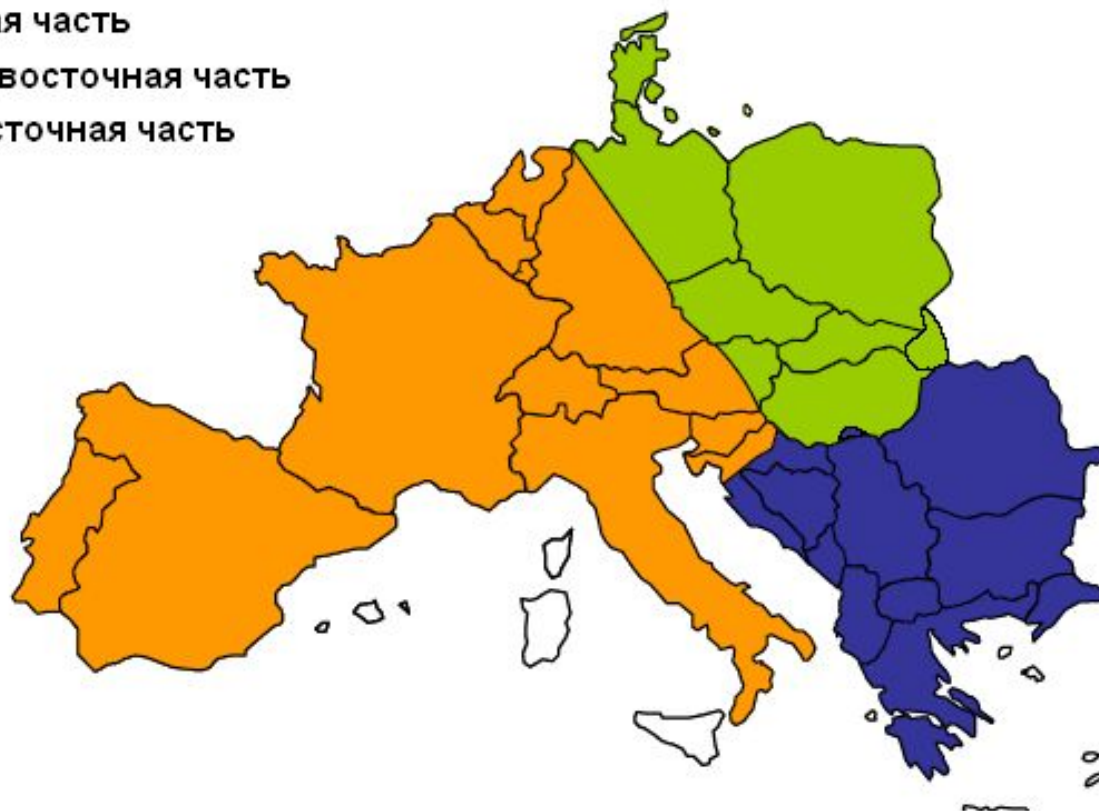
Согласно информации **Системного оператора E.ON Netz** диспетчерам было известно о возможности действий по перераспределению мощности от электростанций Wilhelmshaven, Heyden или АЭС в Unterweser и Brokdorf. Однако в период с 21:40 по 22:10 Системный оператор E.ON Netz решил, что нет необходимости в немедленных мерах по перераспределению мощности.

Согласно информации **Системного оператора RWE** изменение топологии и дальнейшие изменения положений отпаяк трансформаторов в Meeden (TenneT) были не возможным, т.к. в 19:33 были уже изменены положения отпаяк с целью уменьшить мощность на соединительной линии Diele-Meeden), и это не помогло бы уменьшить мощность в ЛЭП Landesbergen-Wehrendorf.

Согласно информации **Системного оператора TenneT** перед отключением двухцепной линии Diele-Conneforde возможность каких-либо встречных сделок между Нидерландами и Германией в реальном времени не обсуждалась, поскольку анализ сетей, проведенный всеми системными операторами показывал, что состояние системы после отключения ЛЭП останется безопасным, даже если линии во всем районе ответственности операторов RWE, TenneT и E.ON Netz будут сильно перегружены.

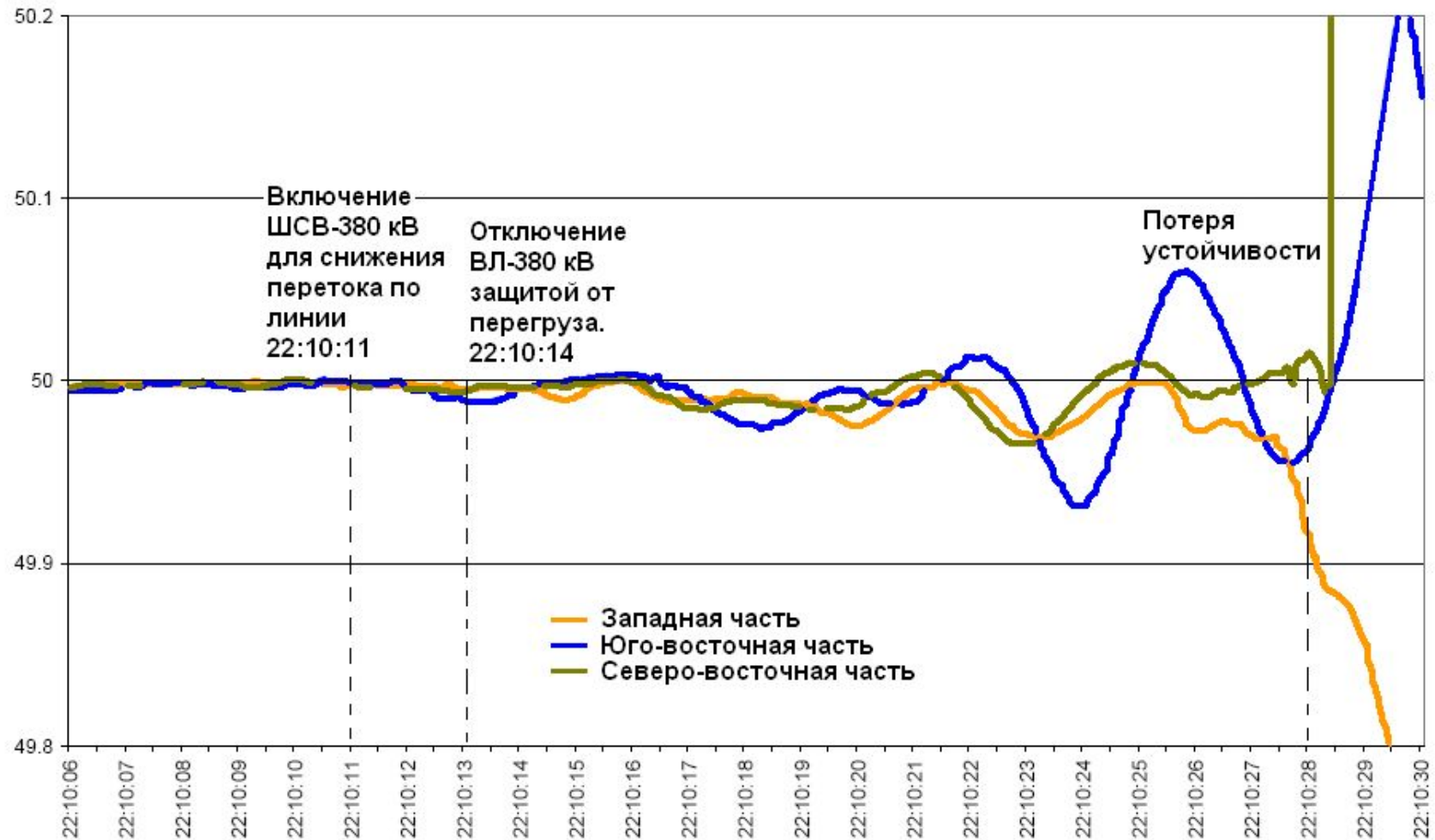
22:10:28 Каскадное отключение ЛЭП 380 кВ и 220 кВ в энергосистемах различных стран и разделение ЭС UCTE на 3 синхронные зоны

- Западная часть
- Северо-восточная часть
- Юго-восточная часть



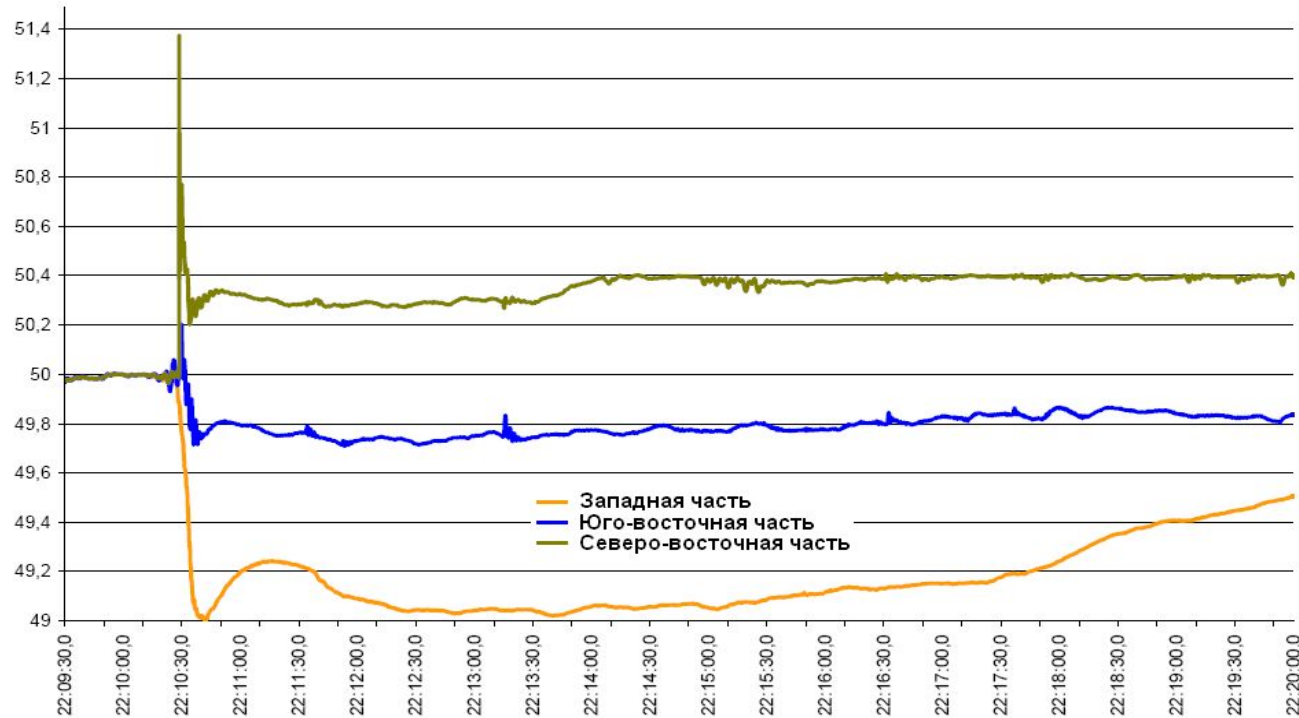
Изменение частоты в процессе разделения энергообъединения (по данным WAMS)

108



Изменение частоты после разделения энергообъединения

109



После разделения энергообъединения значения частоты составили:

в Западной части 49,0 Гц

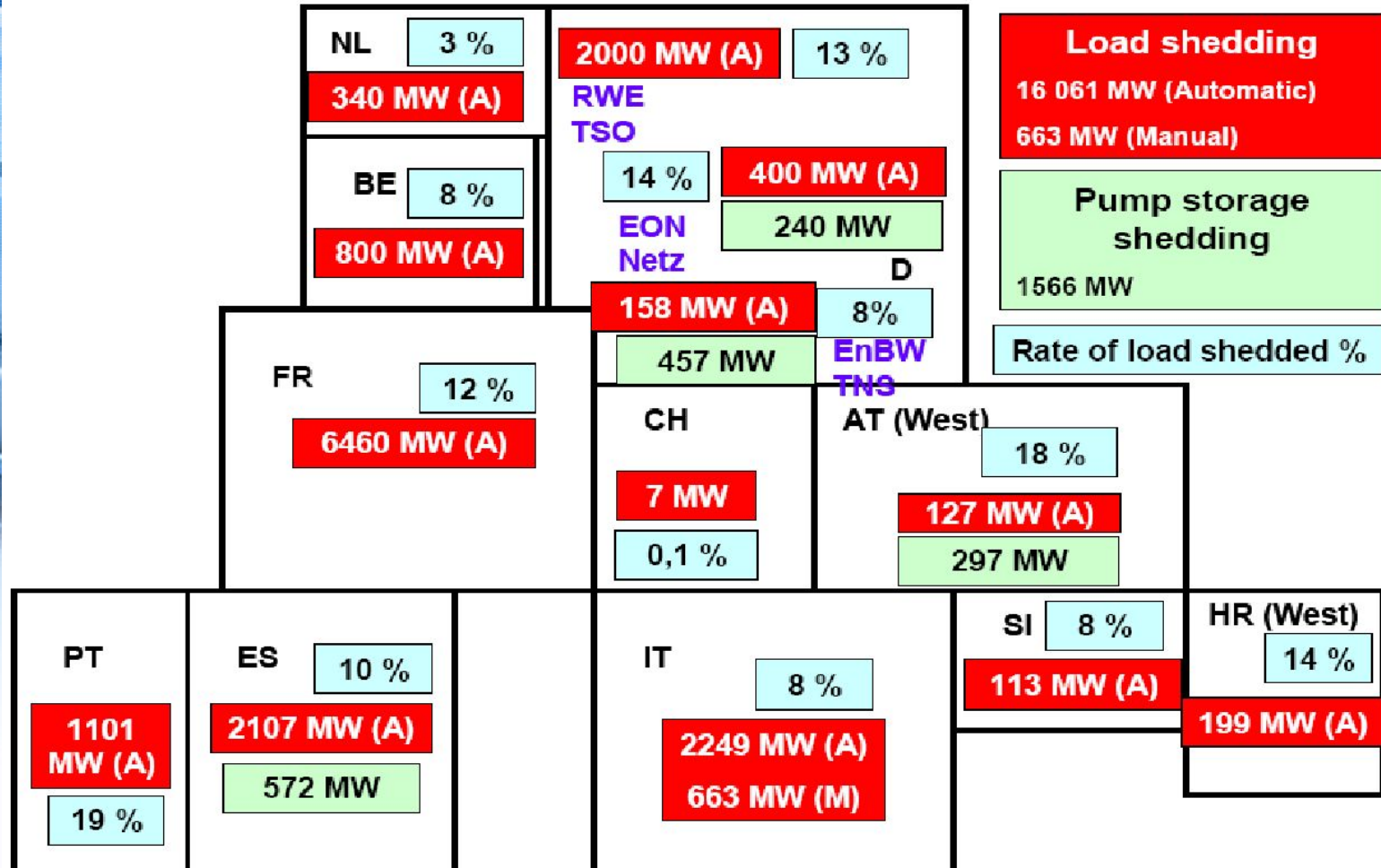
в Северо-восточной части 51,4 Гц

в Юго-восточной части 49,79 Гц

Режим работы Западной части энергообъединения после отделения

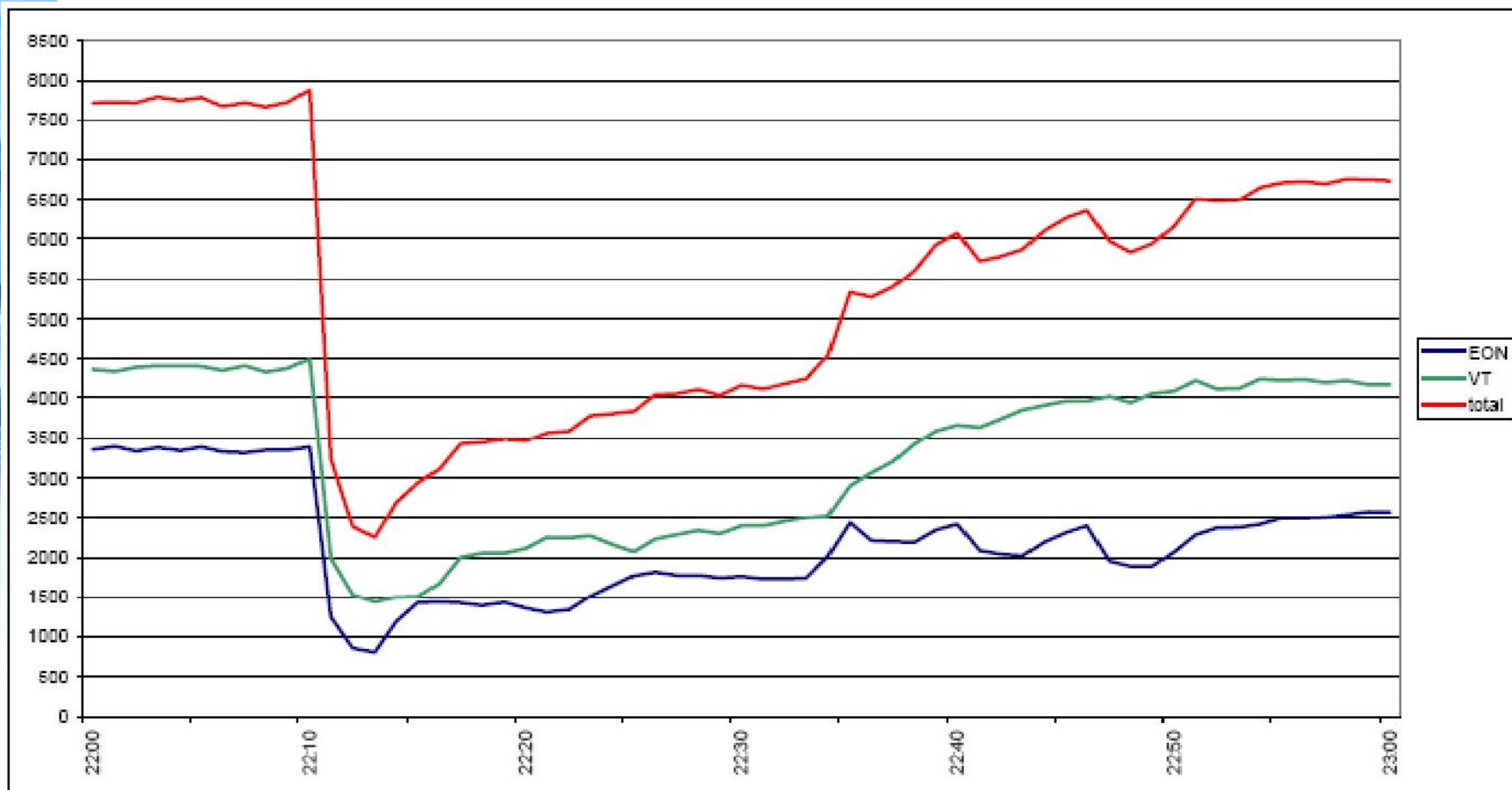
Западный энергетический район включал операционные зоны следующих операторов: APG Запад (Австрия), CEGEDEL Net (Люксембург), E.ON Запад (Германия), ELES (Словения), Elia (Бельгия), EnBW (Германия), НЕР Запад (Хорватия), REE (Испания), REN (Португалия), RTE (Франция), RWE (Германия), Швейцарские СО (Швейцария), TenneT (Нидерланды), TERNА (Италия), TIWAG Netz (Австрия), VKW Netz (Австрия).

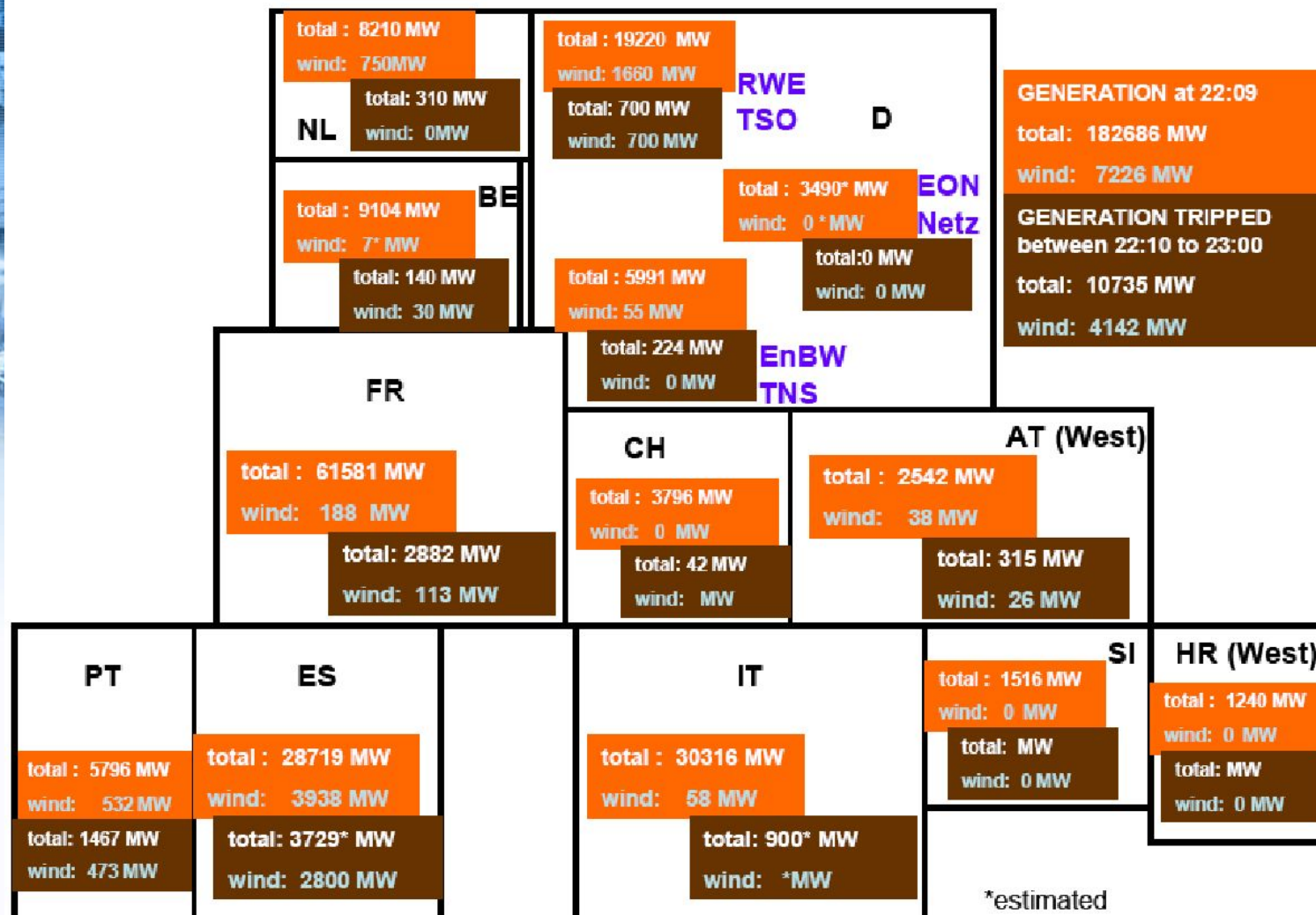
1. Потребление 190 000 МВт
2. Аварийный дефицит 9 000 МВт ($\approx 5\%$)
3. Снижение частоты до 49,0 Гц в течение 8 с.
4. $F = 49,5$ Гц – ОН ГАЭС 1600 МВт
5. $F = 49,0$ Гц и ниже – ОН (в том числе АЧР) (15-20%) 17 000 МВт
6. Потеря генерации
 - $\Delta \text{ТЭЦ} = 6\,000$ МВт
 - $\Delta \text{ВЭС} = 5\,000$ МВт
7. Располагаемый резерв на ГЭС 18 500 МВт
8. Использованный резерв на ГЭС 16 800 МВт ($T = 9$ мин. $F=50$ Гц)
9. Невыполнение требования критерия надежности N-1
10. Отключение регуляторов мощности (Франция, Италия)
11. Хаотичное восстановление отключенных потребителей и оборудования ТЭЦ и ВЭС



Изменение выходной мощности ветроэлектростанций (VE-T, E.ON Netz) в период с 22:00 до 23:00

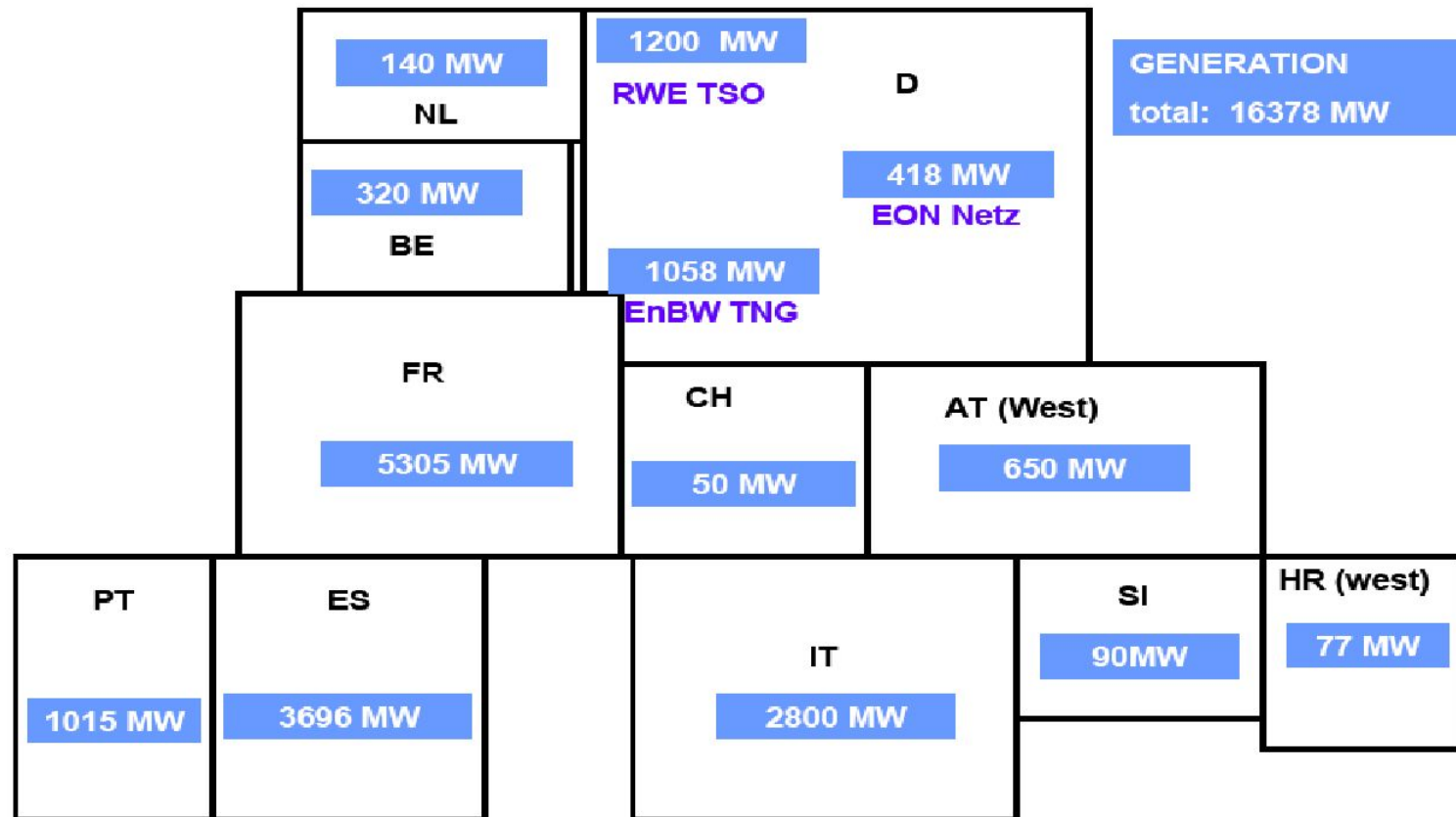
112

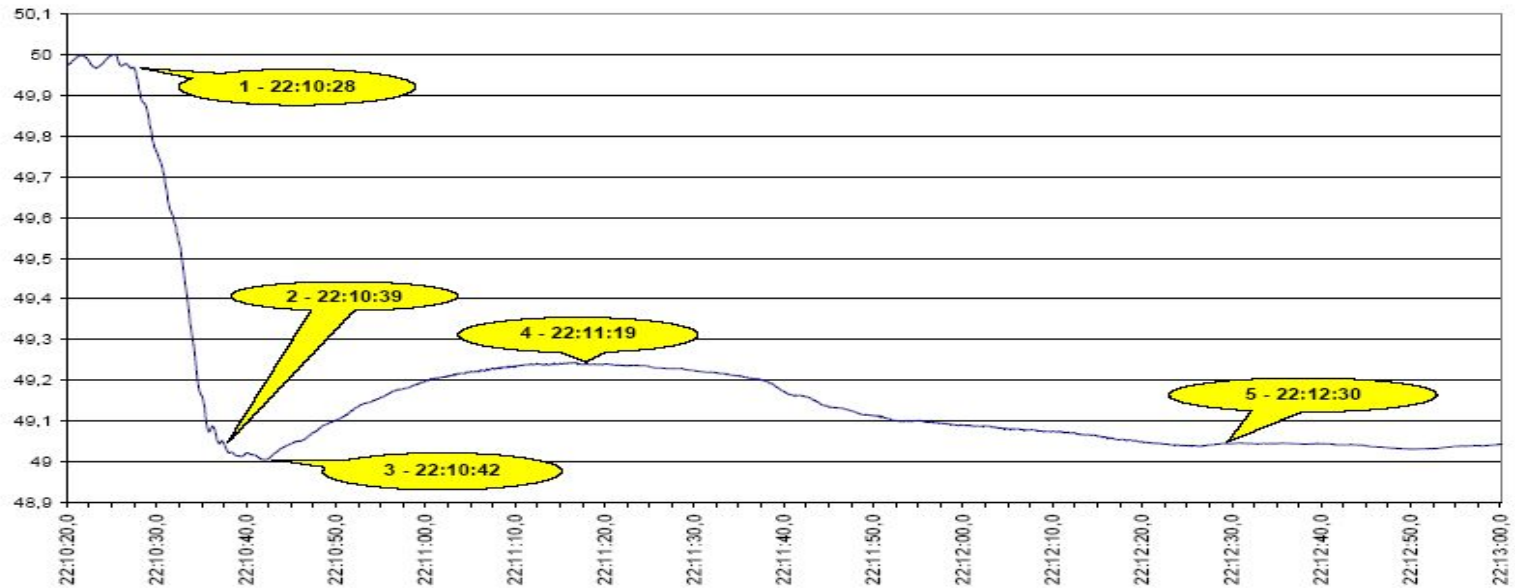




Генерирующие мощности, включенные системными операторами для восстановления частоты после начала аварии

114





1. 22:10:28 – отделение Западного района от восточной части системы УСТЕ
2. 22:10:39 – прекращение падения частоты в основном за счет реализации плана сетевой защиты (ОН, ОН ГАЭС)
3. 22:10:42 – начало повышения частоты в результате реализации первичного резерва мощности
4. 22:11:19 – максимальное значение частоты 49,2 Гц. Последующее снижение частоты вызвано дополнительным отключением генерирующей мощности и повторным подключением потребителей.
5. 22:12:30 – медленный подъем частоты до выхода в 22:25 на уровень близкий к номинальному значению 50 Гц за счет увеличения генерации.

Сразу же после автоматической стабилизации частоты системные операторы начали обмен информацией для определения происхождения аварии и состояния всей объединенной энергосистемы. Однако **немедленно создать какую-либо картину не удалось.**

Через несколько минут после начала аварии некоторые системные операторы (RTE, EnBW TNG, TERN) **отключили регуляторы частоты и мощности (АРЧМ)**, чтобы быстро провести анализ ситуации, не создавая угрозы устойчивости системы.

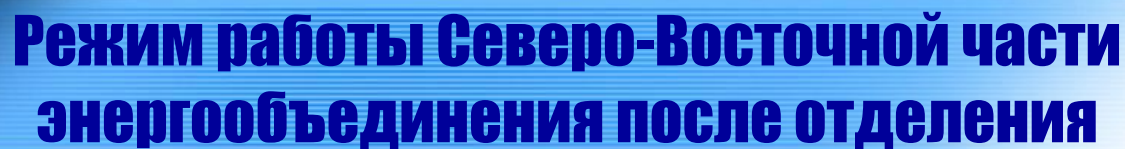
В 22:32 Etrans запросил операторов EnBW TNG, RTE, TERN и APG сменить режим вторичного регулирования частоты и мощности чисто на режим регулирования частоты (АРЧ).

Обратное включение нагрузок (восстановления энергоснабжения потребителей) в большинстве **стран проводилось без координации действий** и в условиях отсутствия информации о раделе энергосистемы.

Режим работы Северо-Восточной части энергообъединения после отделения

Северо-Восточный энергетический район включал операционные зоны следующих операторов: APG Восток (Австрия), CEPS (Чехия), E.ON Восток (Германия, включая Ютландию), MAVIR Восток (район Szeged), Оператор PSE (Польша), SEPS (Словакия), VATTENFALL EUROPE TRANSMISSION (Германия), WPS (Украина).

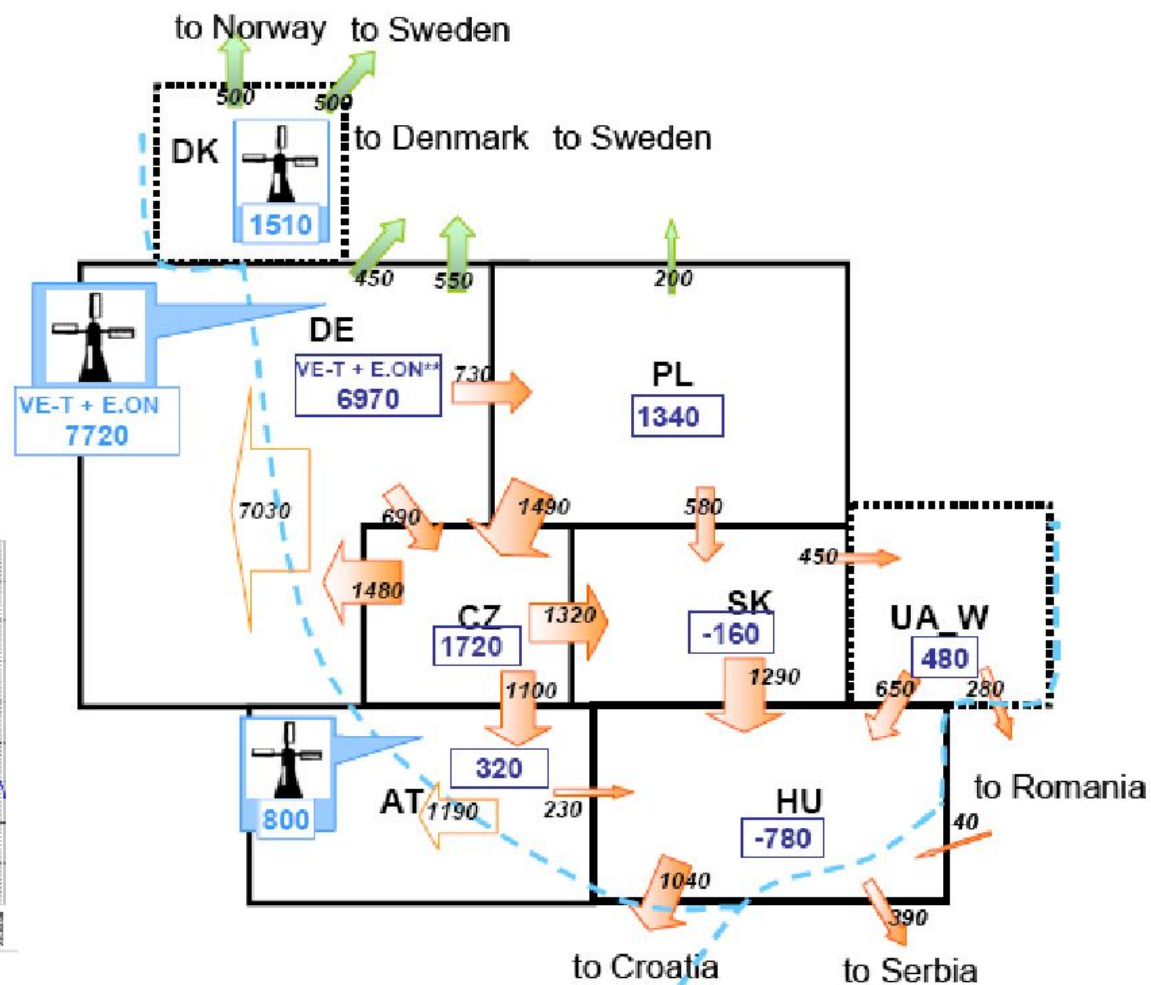
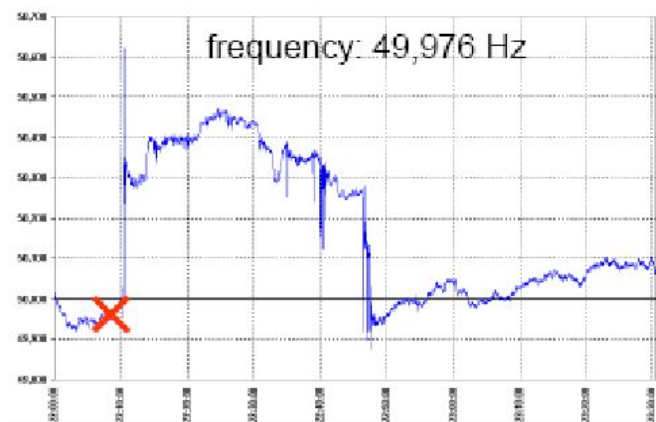
1. Потребление 50 000 МВт
2. Аварийный небаланс мощности 10 000 МВт ($\approx 20\%$)
3. Повышение частоты до 51,4 Гц
4. Отключение ВЭС 6200 МВт (5400 МВт в Германии и 800 МВт в Австрии)
5. Работа регуляторов скорости на турбинах, но ...
6. $F = 50,3$ Гц
7. Хаотичное подключение ветроэлектростанций
8. $F = 50,45$ Гц
9. Значительные перегрузки ВЛ 380 кВ и 220 кВ
10. Действия диспетчеров по разгрузке ТЭС
11. Увеличение перегрузок ЛЭП внутри энергорайона
12. $F = 50,3$ Гц
13. Действия по ликвидации перегрузки (перераспределение генерации)



- ... - Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных
линиях переменного тока
- * - Включая регулирование частоты на кабельных
линиях постоянного тока
- ** - Включая Energinet.dk

 - balance for each Control Area

** - including Energinet.dk



Межсистемные перетоки мощности в Северо-Восточной части энергообъединения на 22:12

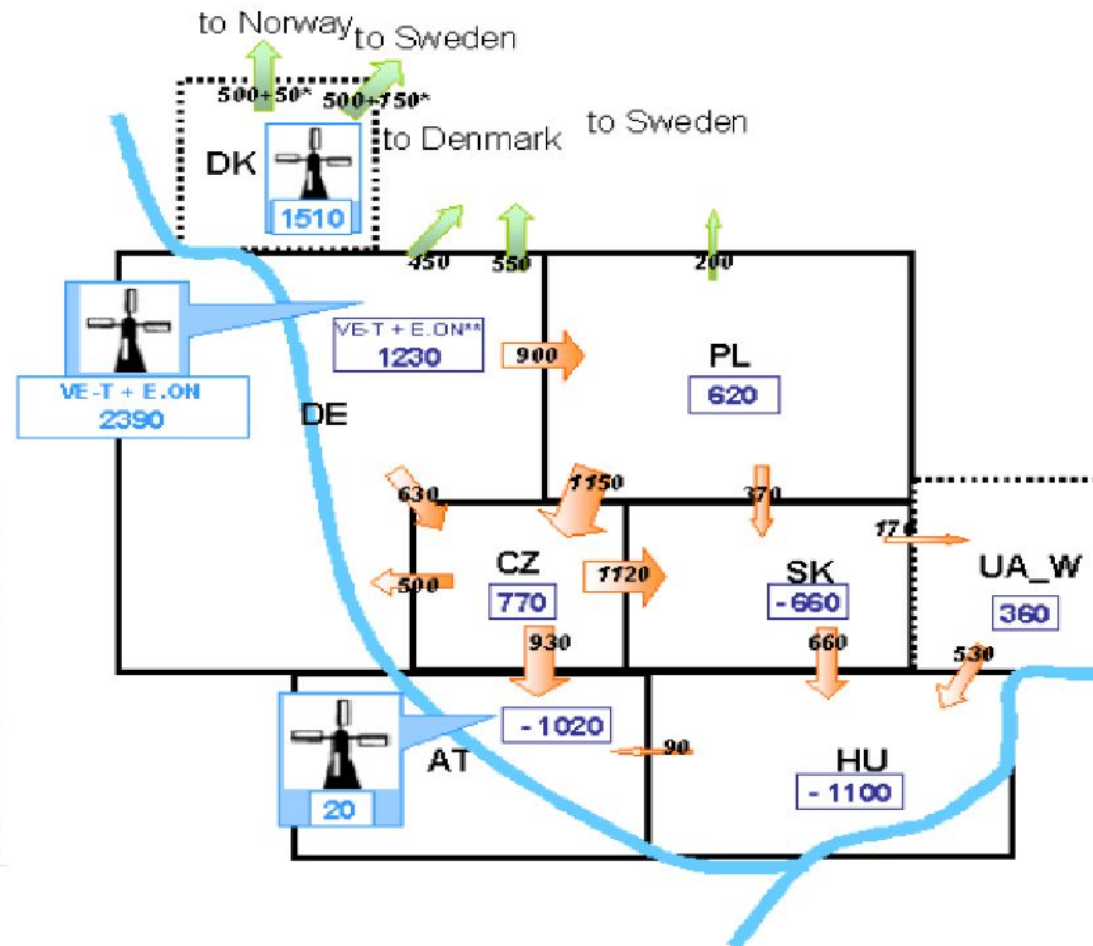
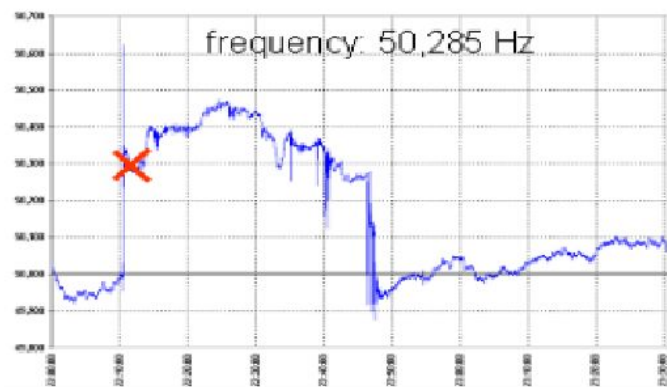
119

- - Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных
линиях переменного тока
- * - Включая регулирование частоты на кабельных
линиях постоянного тока
- ** - Включая Energinet.dk

.... - balance for each Control Area,
sum of flows* on AC tie lines

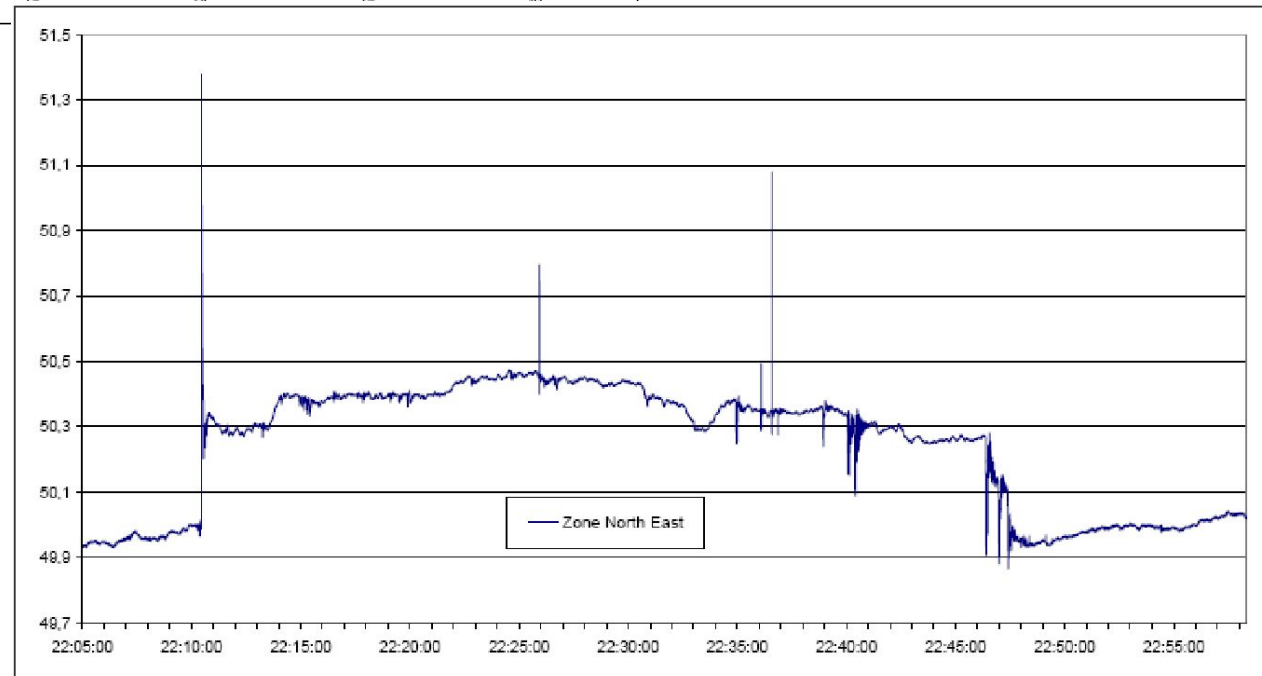
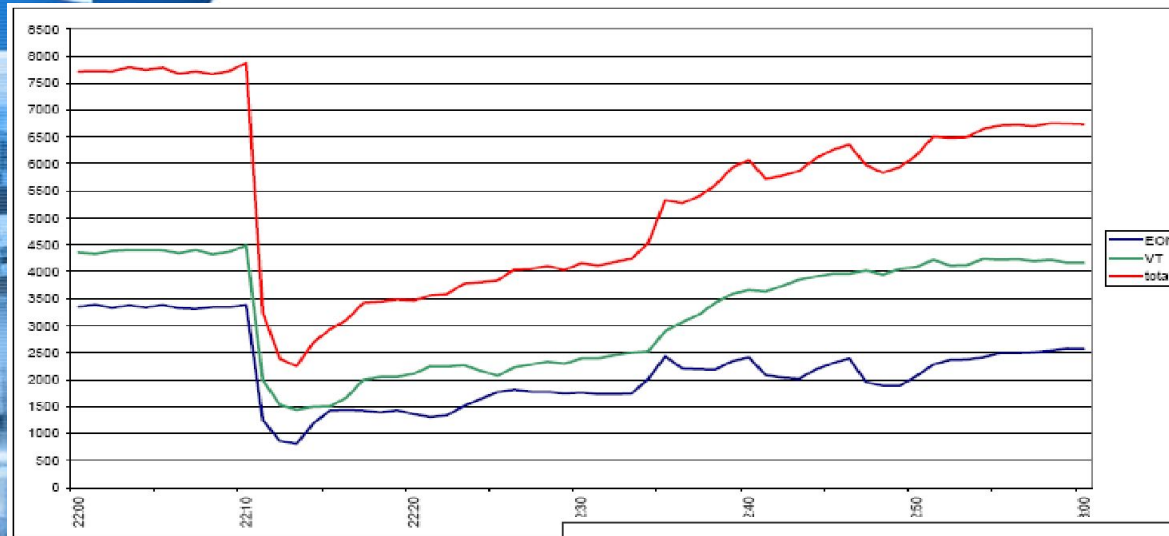
* - including frequency control on DC
cables

** - including Energinet.dk



Режим работы Северо-Восточной части энергообъединения после отделения

120

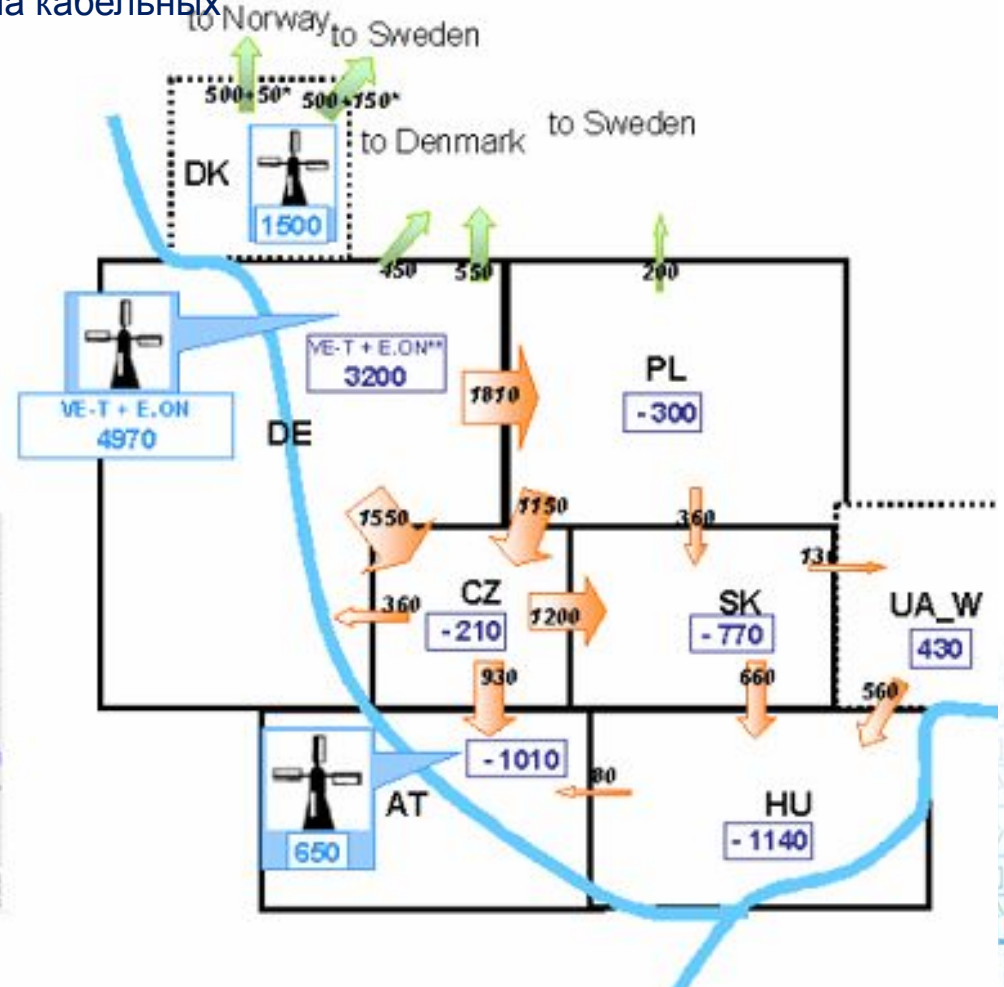


- Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных
линиях переменного тока
- * - Включая регулирование частоты на кабельных
линиях постоянного тока
- ** - Включая Energinet.dk

..... - balance for each Control Area,
sum of flows* on AC tie lines

* - including frequency control on DC
cables

** - including Energinet.dk



Межсистемные перетоки мощности в Северо-Восточной части энергообъединения на 22:30

122

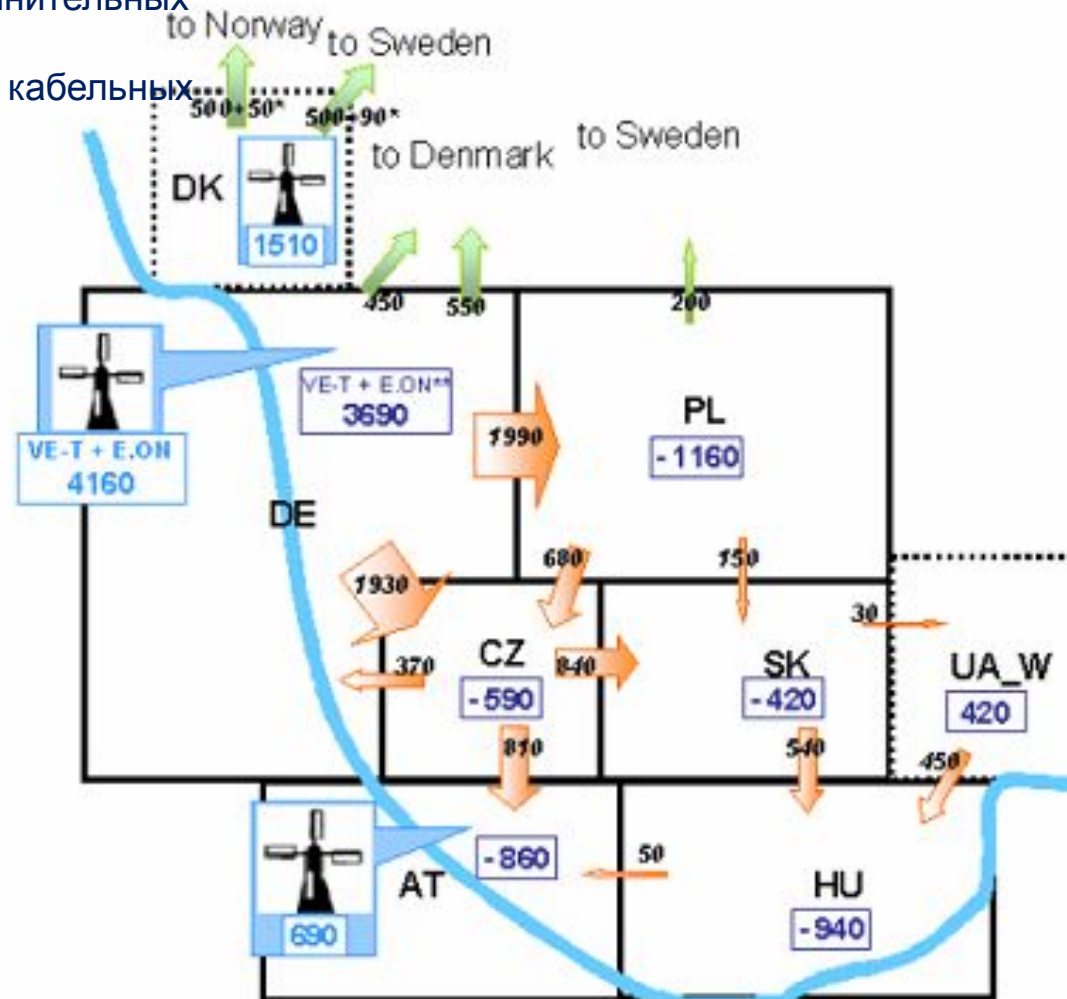
- Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных линиях переменного тока

* - Включая регулирование частоты на кабельных линиях постоянного тока

** Включая Energinet.dk

* - including frequency control on DC cables

** - including Energinet.dk



Межсистемные перетоки мощности в Северо-Восточной части энергообъединения на 22:35

123

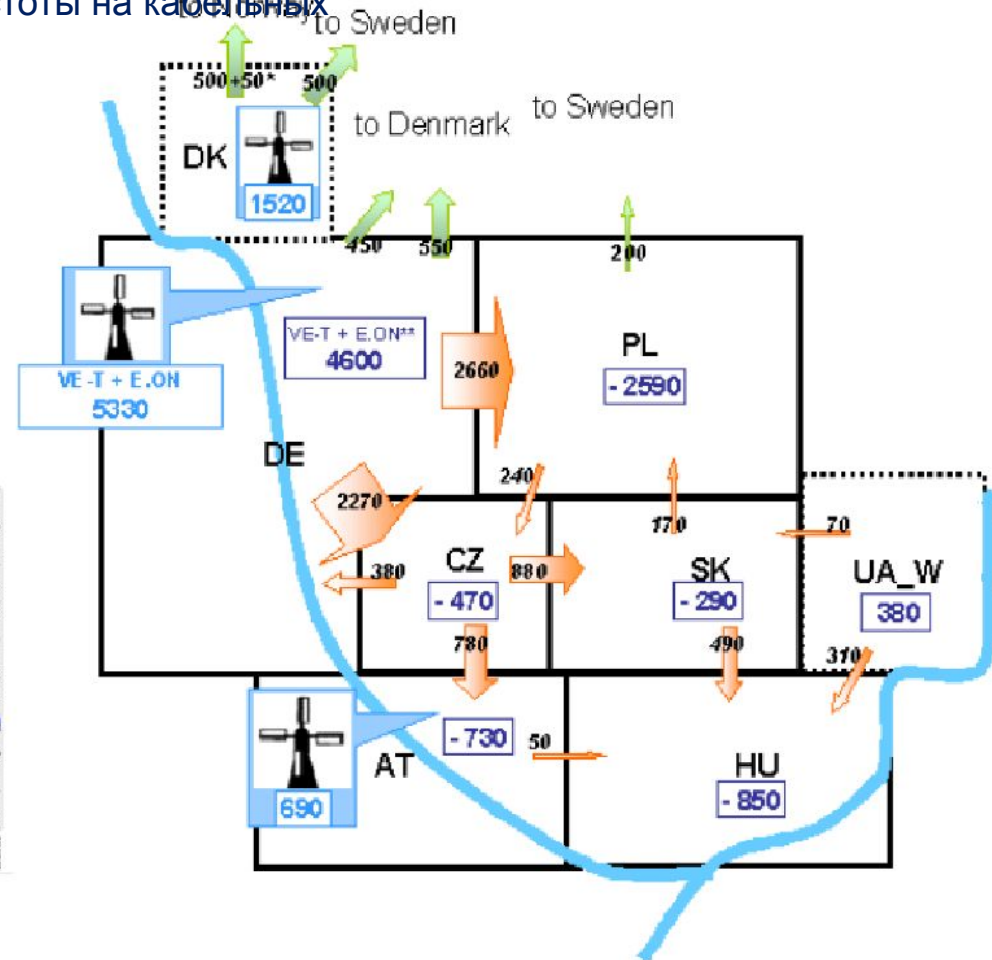
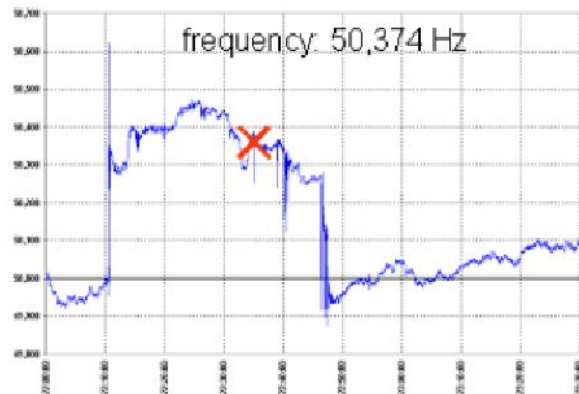
- Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных
линиях переменного тока
- * - Включая регулирование частоты на кабельных
линиях постоянного тока

** Включая Energinet.dk

- balance for each Control Area,
sum of flows* on AC tie lines

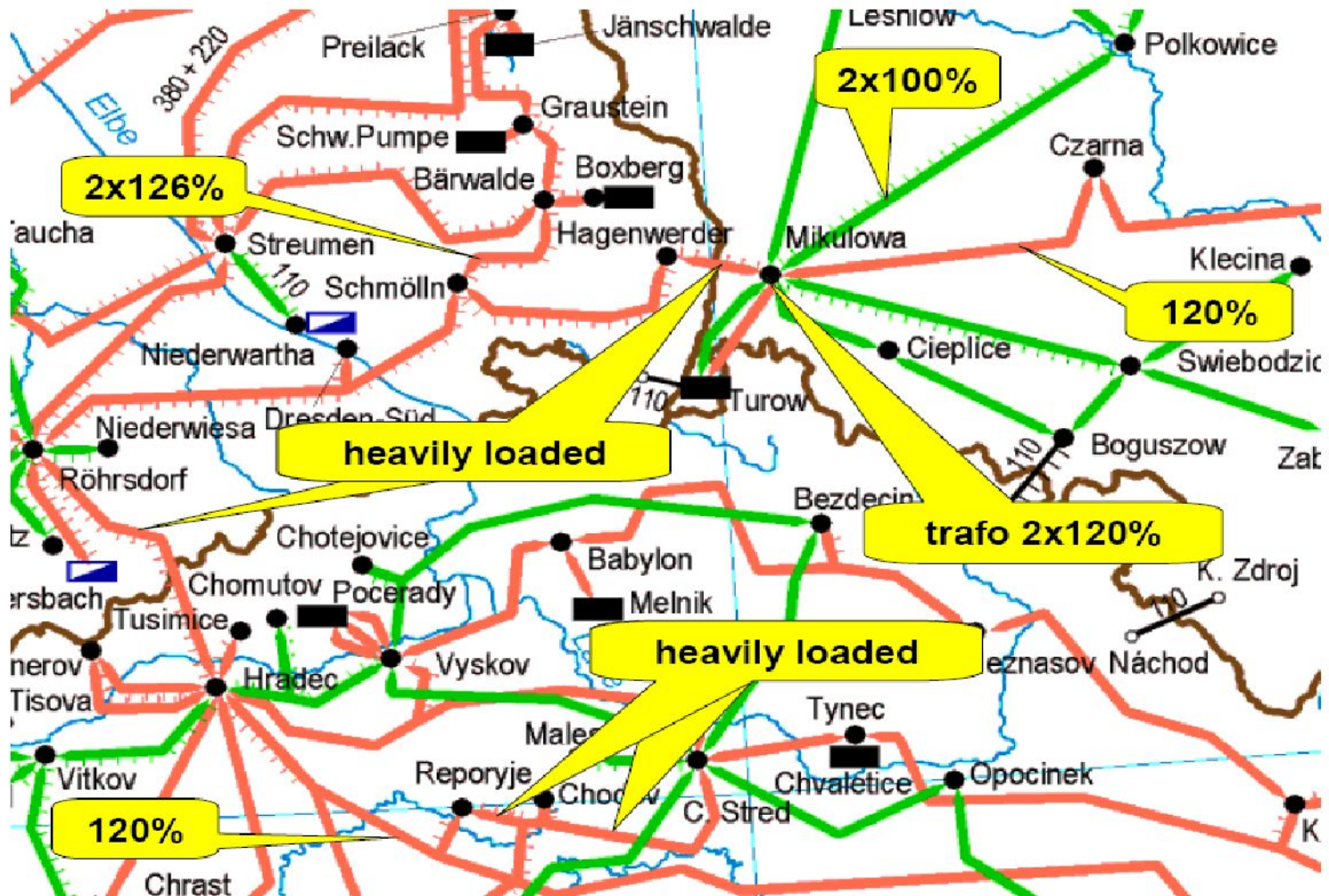
* - including frequency control on DC
cables

** - including Energinet.dk



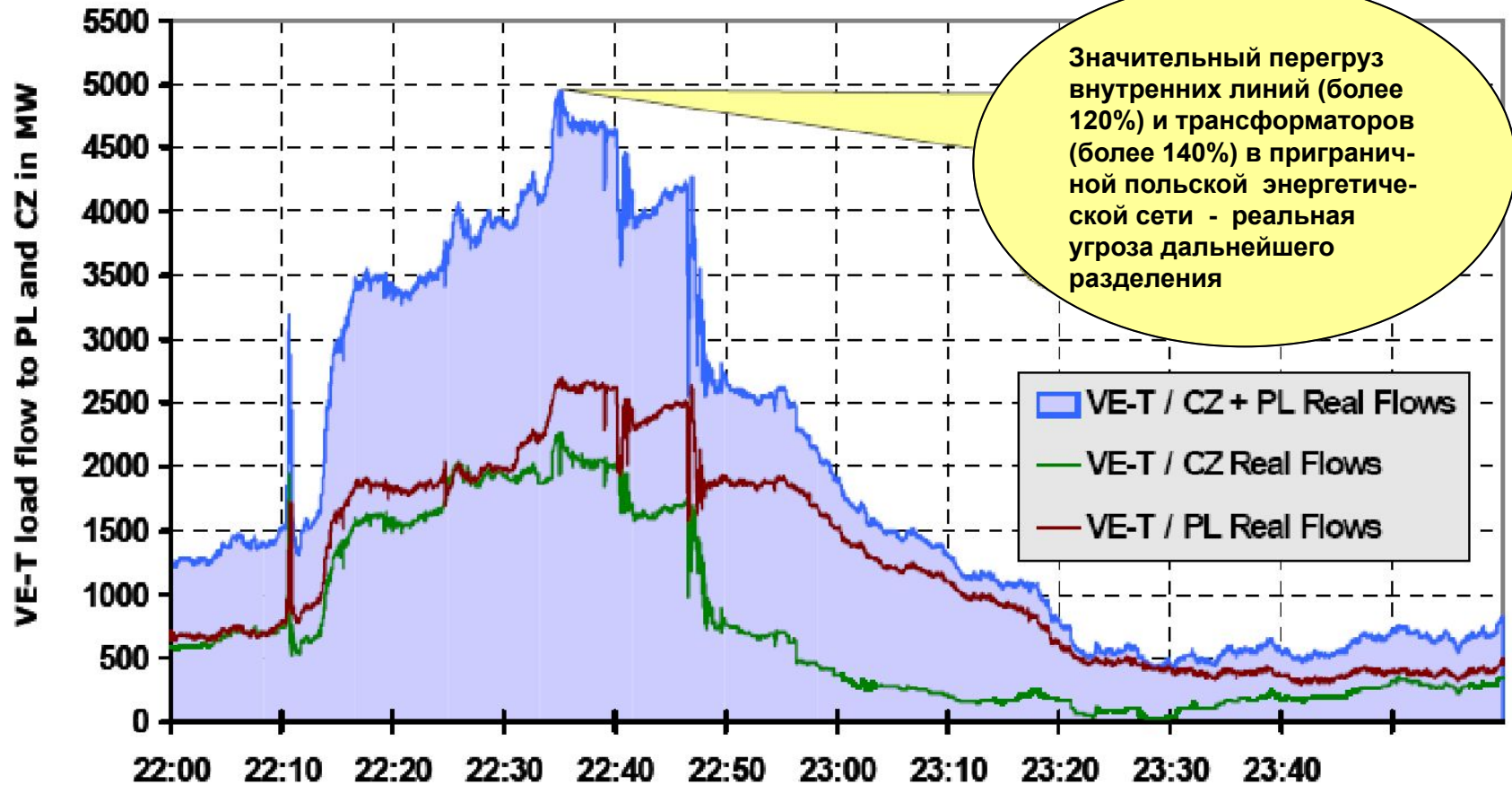
Критические перетоки мощности в сечении Германия -- (Чехия + Польша)

124



Критические перетоки мощности в сечении Германия -- (Чехия + Польша)

125



Межсетевые перетоки мощности в Северо-Восточной части энергообъединения в 22:50 - сразу после синхронизации сетей в Германии и Австрии

12
6

- Баланс для каждой диспетчерской зоны

сумма потоков мощности на соединительных линиях переменного тока

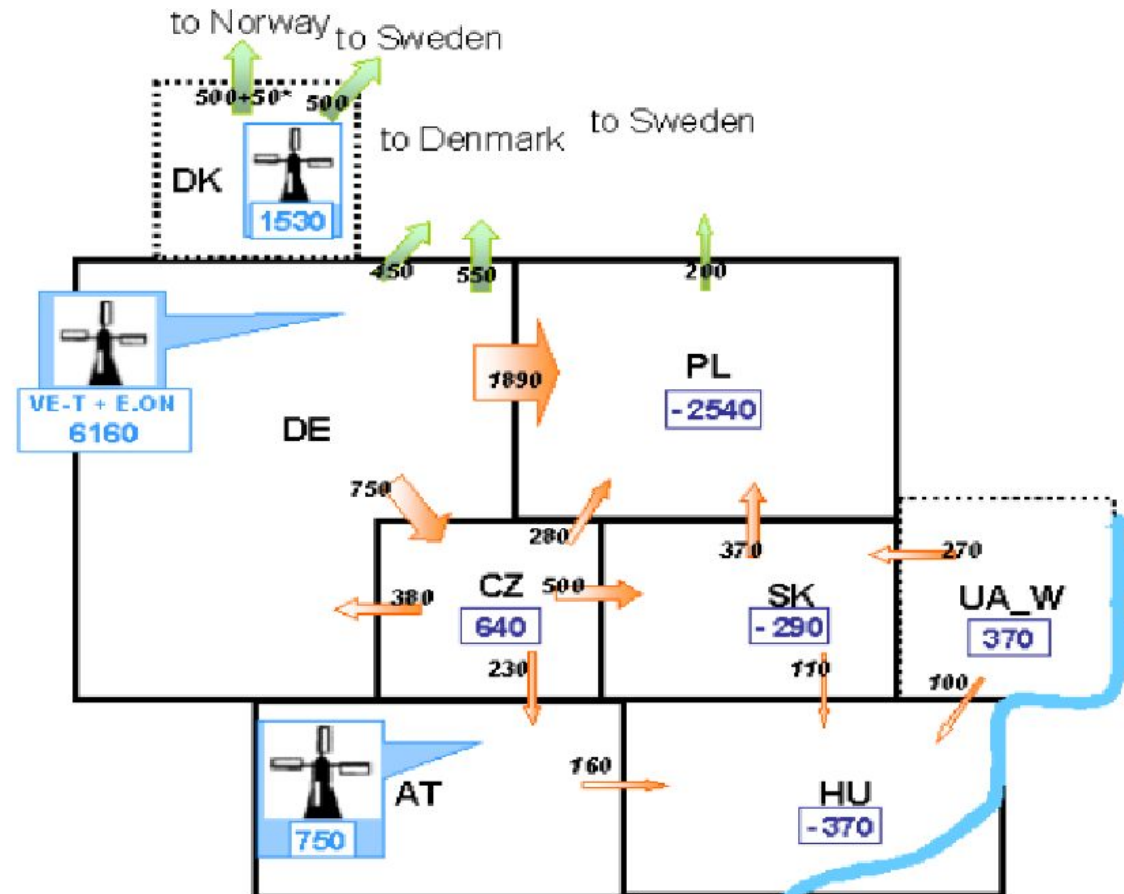
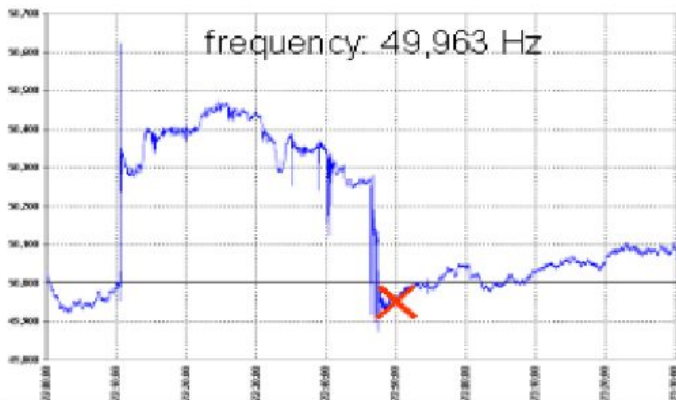
* - Включая регулирование частоты на кабельных линиях постоянного тока

** - Включая Energinet.dk

..... - balance for each Control Area, sum of flows* on AC tie lines

* - including frequency control on DC cables

** - including Energinet.dk



Межсетевые перетоки мощности в Северо-Западном районе энергообъединения в 23:30 – возврат в штатный режим работы

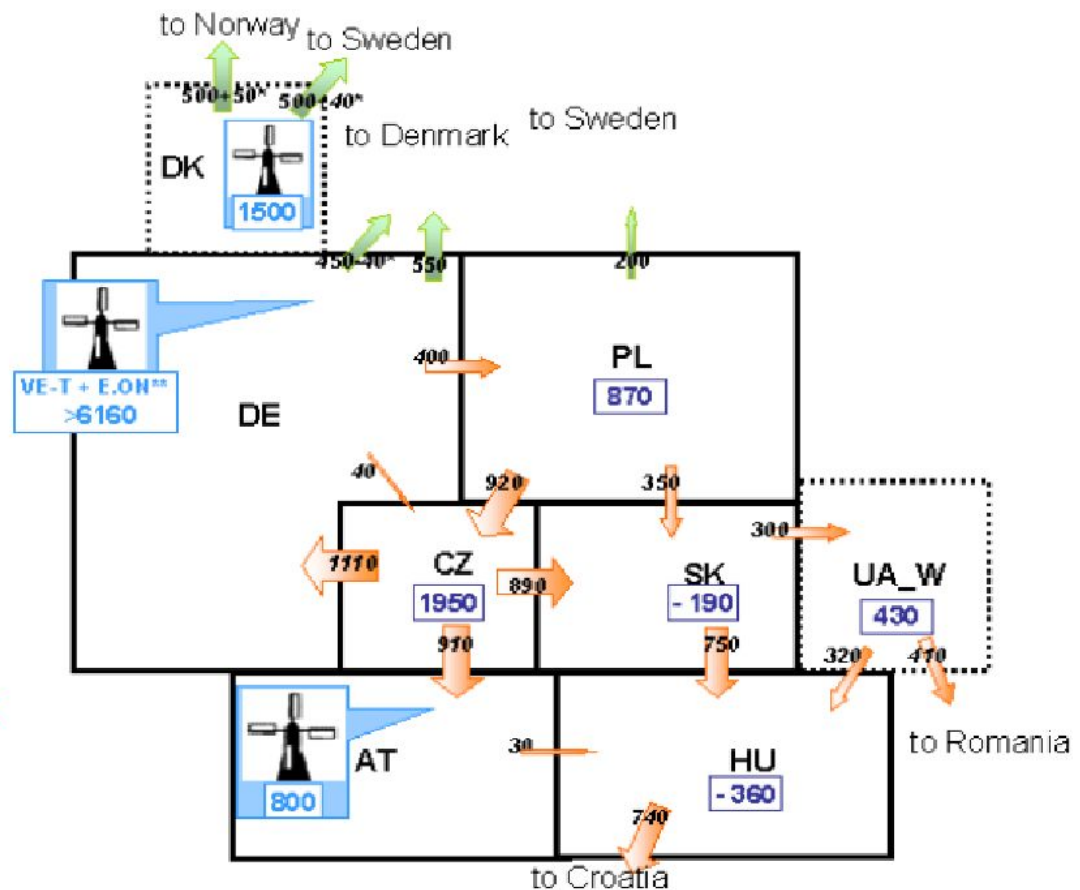
127

- Баланс для каждой диспетчерской зоны
сумма потоков мощности на соединительных линиях переменного тока
- * - Включая регулирование частоты на кабельных линиях постоянного тока
- ** - Включая Energinet.dk

..... - balance for each Control Area,
sum of flows* on AC tie lines

* - including frequency control on DC cables

** - including Energinet.dk



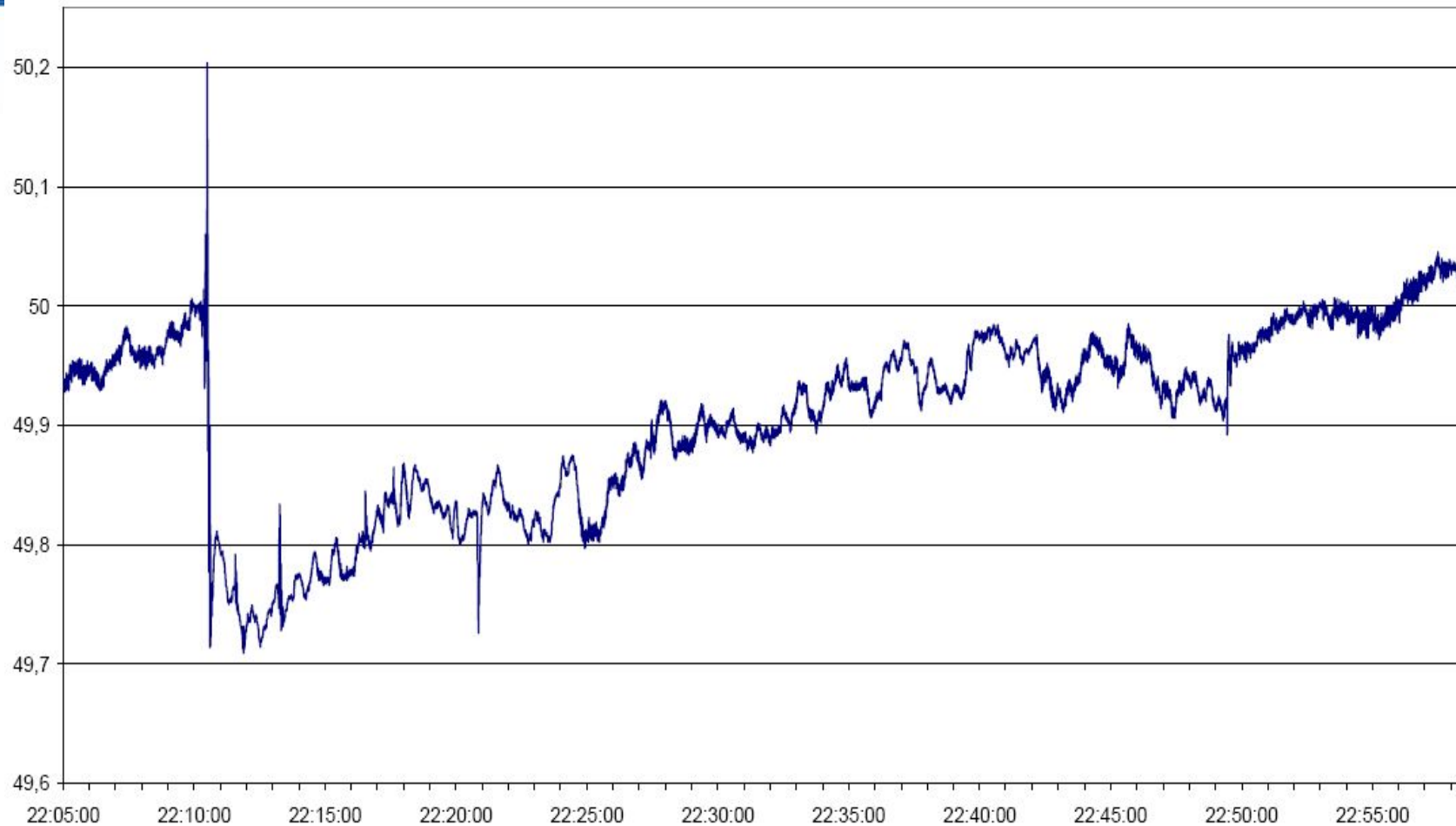
Юго-Восточный энергетический район включал операционные зоны следующих операторов: AD MEPSO (Бывшая югославская республика Македония), EPCG (Черногория), НЕР Восток (Хорватия), HTSO (Греция), ISO BiH (Босния и Герцеговина), JP EMS (Сербия), KESH (Албания), MAVIR Юг (Венгрия), NEK (Болгария), TRANSELECTRICA (Румыния)

1. Потребление 29 880 МВт
2. Аварийный дефицит мощности 770 МВт ($\approx 2,5\%$)
3. $F = 49,79$ Гц
4. Отключение энергоблока 200 МВт (ЭС Боснии)
5. Отключение регуляторов перетоков мощности (Греция)
6. Использование резервов ГЭС
7. $F = 49,98$ Гц

В промежуток времени между 22:10:20 и 20:10:52 на ЛЭП между Чехией и Венгрией, Грецией, Хорватией и Боснией были зарегистрированы сильные качания мощности:

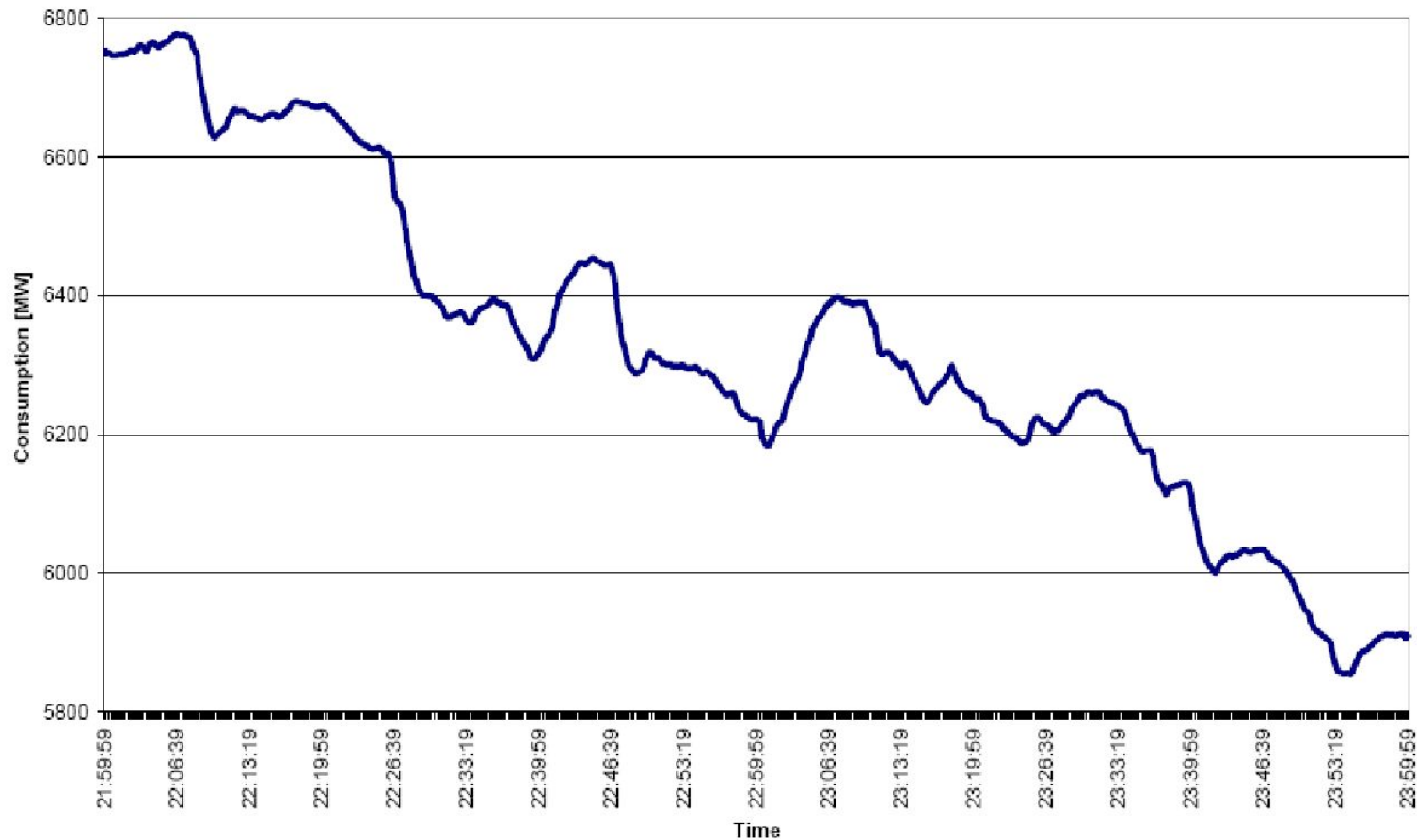
Изменение частоты Юго-Восточной части энергообъединения

129



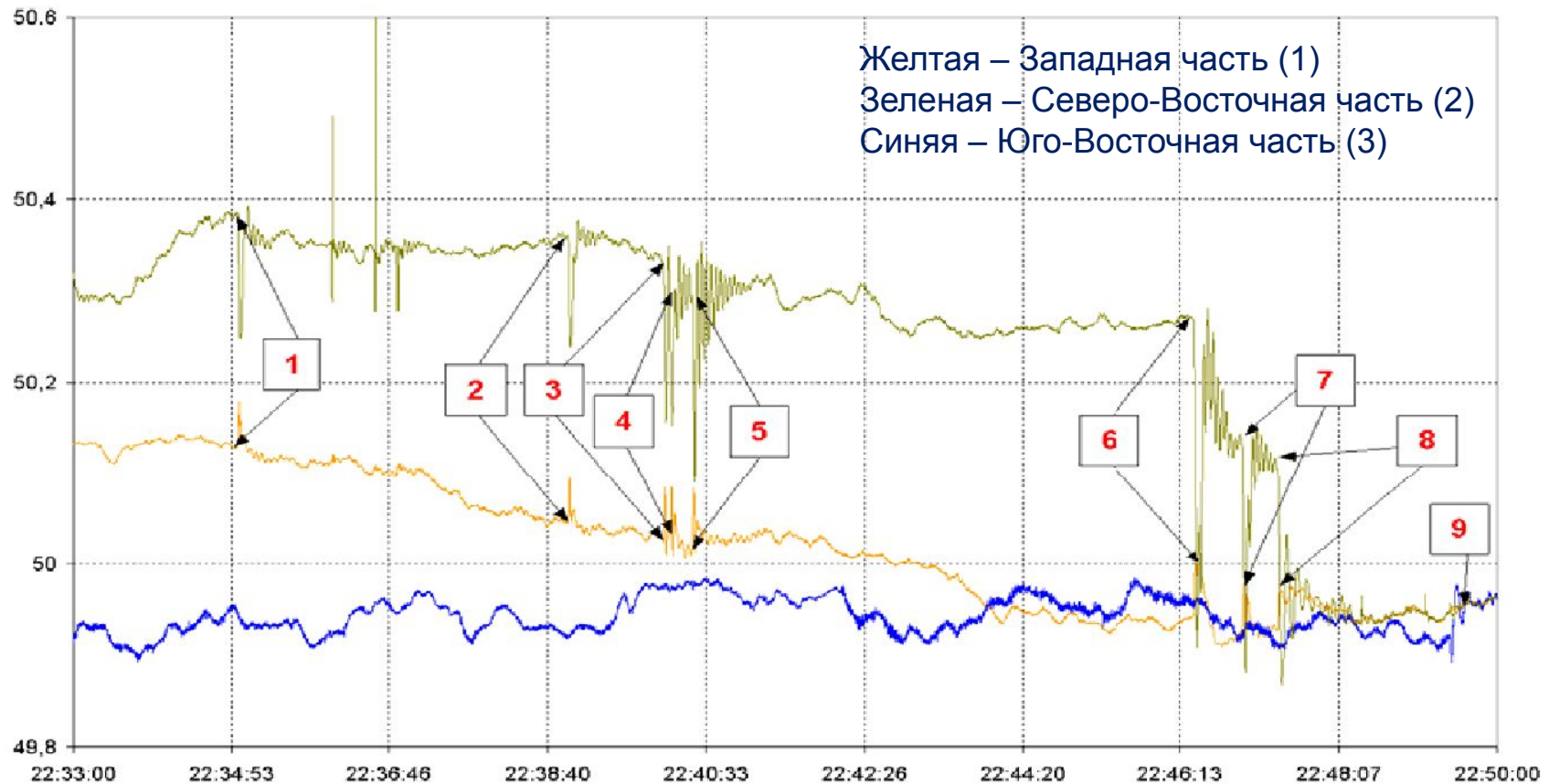
Изменение потребления электроэнергии в Юго-Восточной части энергообъединения

130



Изменение потребления электроэнергии –
в период аварии сброса нагрузки не было

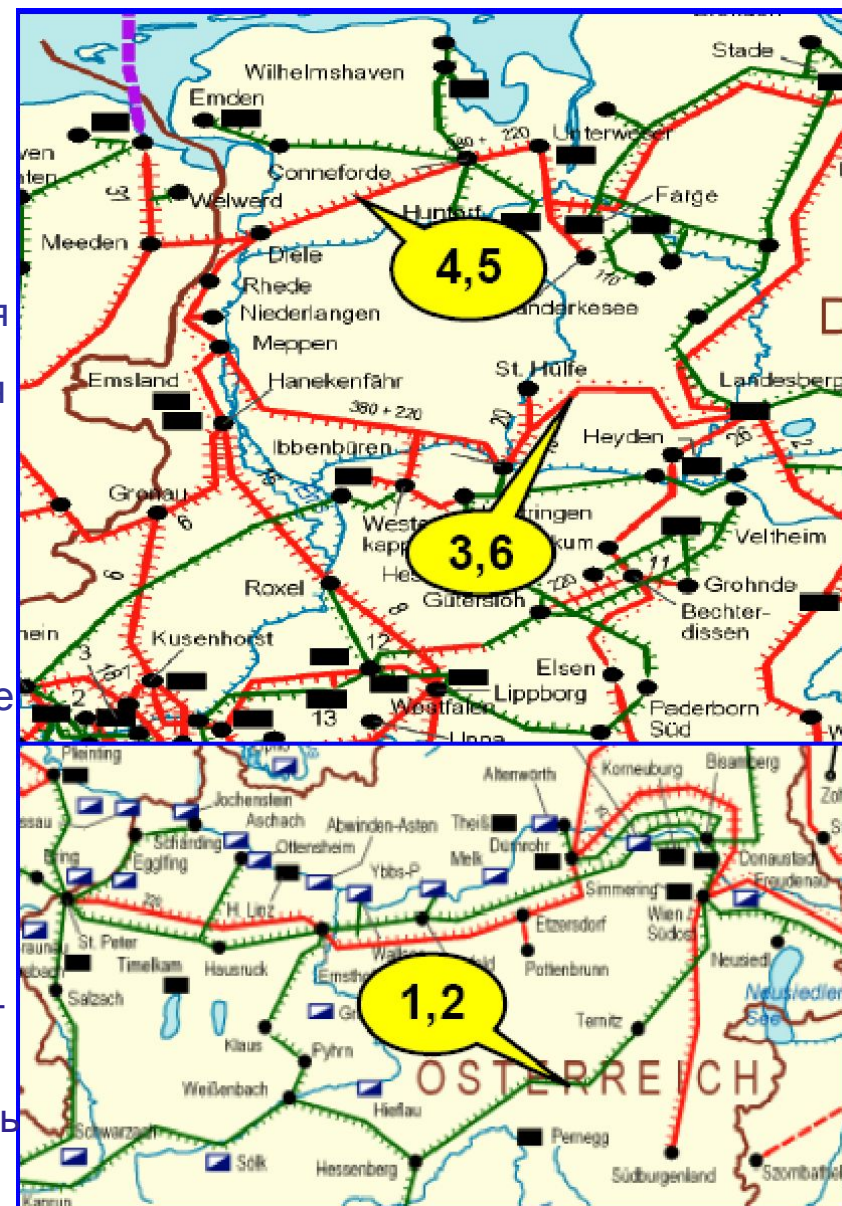




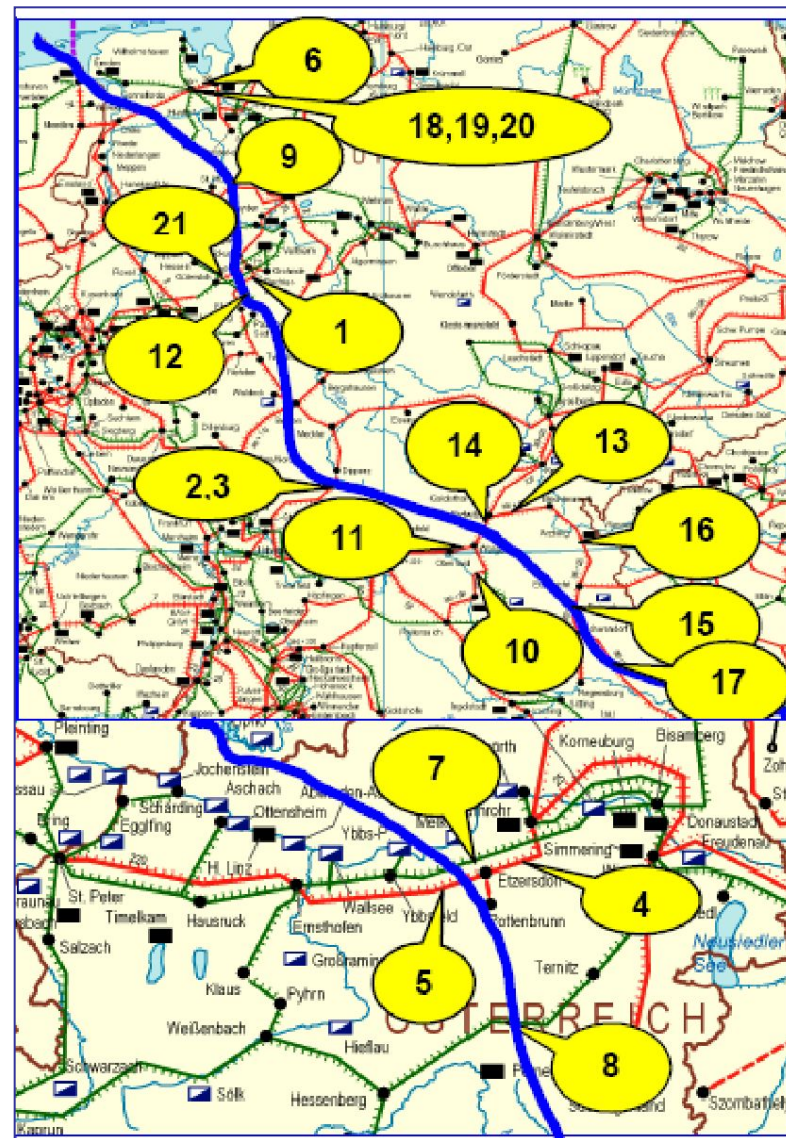
Неудачные пробные попытки восстановления синхронизации

132

1. 22:34:59 (время APG: 22:36:05) – попытка включения ЛЭП-220 Ternitz-Hessenberg, линия немедленно повторно отключилась по $\Delta f = 250$ мГц
2. 22:38:57 (время APG: 22:36:35) - попытка включения ЛЭП-220 Ternitz-Hessenberg, линия немедленно повторно отключилась по $\Delta f = 240$ мГц
3. 22:40:06 (время E.ON Netz: 22:40:03, время RWE: 22:40:09) - попытка включения ЛЭП-380 Wehrendorf - Landesbergen, линия повторно отключилась из-за колебаний
4. 22:40:27 (время E.ON: 22:40:25) - попытка включения ЛЭП-380 Conneforde-Diele, линия повторно отключилась из-за колебаний
5. 22:46:23 - 22:46:27 (время E.ON Netz: 22:46:24 - 22:46:29) - включение ЛЭП-380 Conneforde-Diele, повторное возникновение колебаний, которое закончилось через 4 секунды отключением обоих трансформаторов 380/220 кВ на подстанции в Conneforde, отключением ЛЭП-380 Unterweser-Conneforde и отключением шины 220 кВ на подстанции Conneforde
6. 22:46:57 - 22:47:00 (время E.ON : 22:46:57 - 22:47:05, RWE: 22:47:03 - 22:47:09) – включение ЛЭП-380 Wehrendorf – Landesbergen, линия повторно отключилась через 3 сек из-за колебаний.

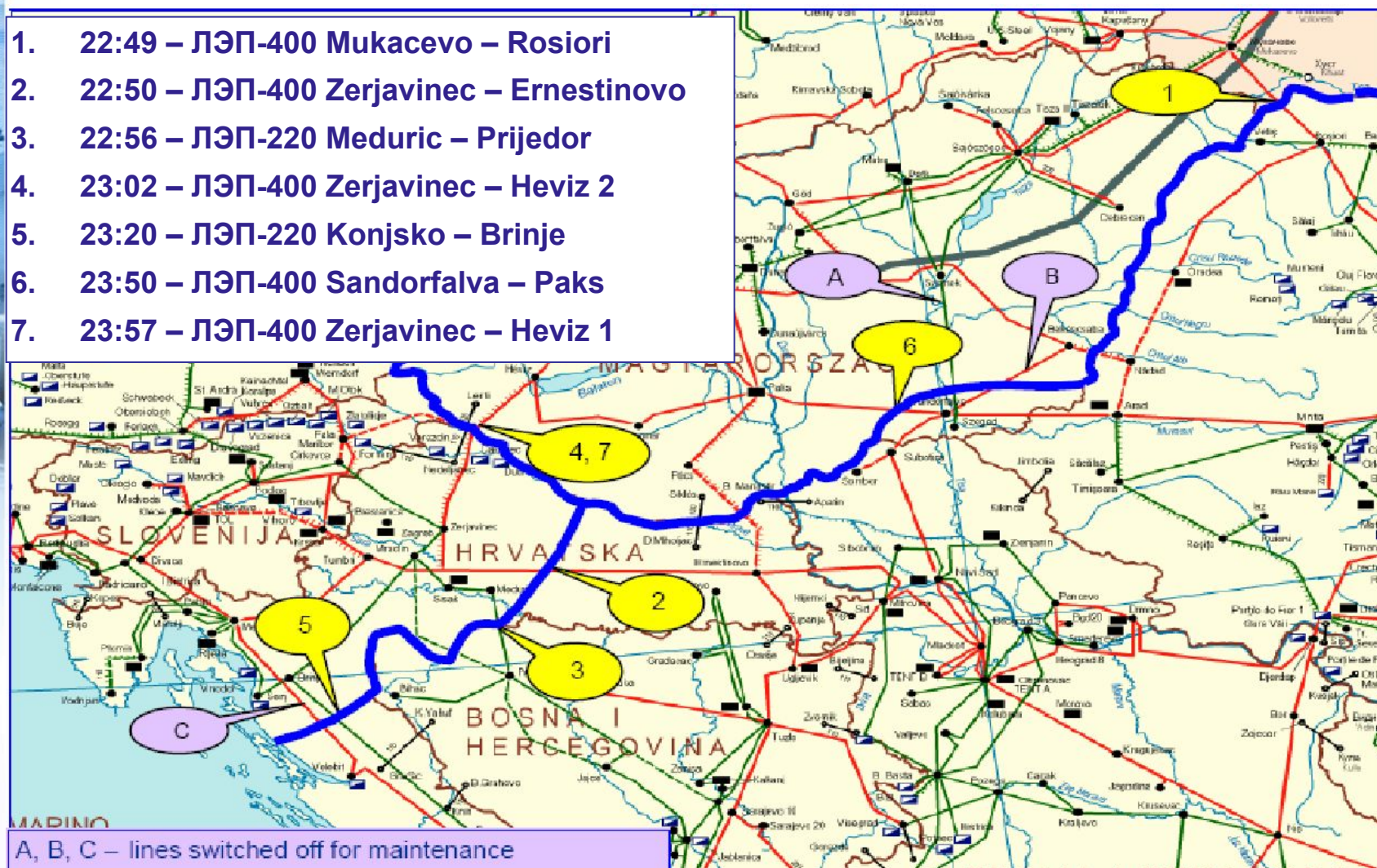


1. 22:47:23 (E.ON: 22:47:11) – ЛЭП-380 Bechterdissen - Elsen (2); разница частот перед подключением была около 180 мГц; разница фазового угла на концах линии - менее 10°
2. 22:48:00 – цепь 1 ЛЭП-380 Dipperz - Grolikrotzenburg
3. 22:48:16 – цепь 2 ЛЭП-380 Dipperz - Grolikrotzenburg
4. 22:48:23 – ЛЭП-380 Durnrohr - Ernsthofen (Австрия)
5. 22:48:47 – ЛЭП-380 Etzerdorf - Ernsthofen (Австрия)
6. 22:48:55 – ЛЭП-380 Unterweser - Conneforde
7. 22:49:00 – ЛЭП-220 Bisamberg - Ybbsfeld 1,2 (Австрия)
8. 22:51:00 – ЛЭП-220 Ternitz - Hessenberg 1,2 (Австрия)
9. 22:50:48 (время RWE) – цепь 1 ЛЭП-380 Wehrendorf - Landesbergen
10. 22:52:27 – ЛЭП-380 Sk Raitersaich - Redwitz
11. 22:53:39 – ЛЭП-380 Oberhaid - Redwitz
12. 22:55:00 – ЛЭП-220 Bechterdissen-Paderborn-Sud4
13. 22:56:10 – ЛЭП-380 Etzenricht - Redwitz
14. 23:02:06 – ЛЭП-380 Redwitz - Wiirgau
15. 23:02:55 – ЛЭП-380 Etzenricht - Schwandorf
16. 23:04:16 – ЛЭП-380 Mechlenreuth - Schwandorf
17. 23:05:30 – ЛЭП-380 Pleinting - Schwandorf
18. 23:10:40 – шина 29 кВ в Conneforde
19. 23:11:29 – Тр 422 380/220 кВ в Conneforde
20. 23:12:04 – Тр 421 380/220 кВ в Conneforde
21. 23:24:39 (время RWE: 23:27:57) – ЛЭП-220 Gutersloh-Bielefeld



Синхронизация Западного и Северо-Восточного энергорайонов с Юго-Восточным районом в Хорватии, Венгрии, Румынии и на Западной Украине

1. 22:49 – ЛЭП-400 Mukacevo – Rosiori
2. 22:50 – ЛЭП-400 Zerjavinec – Ernestinovo
3. 22:56 – ЛЭП-220 Meduric – Prijedor
4. 23:02 – ЛЭП-400 Zerjavinec – Heviz 2
5. 23:20 – ЛЭП-220 Konjsko – Brinje
6. 23:50 – ЛЭП-400 Sandorfalva – Paks
7. 23:57 – ЛЭП-400 Zerjavinec – Heviz 1



1. Нарушение диспетчером энергокомпании Германии требований критерия надежности N-1: «Любое возможное одиночное событие, ведущее к выходу из строя элементов энергосистемы (генераторов, компенсационного оборудования, линий передач или трансформаторов), не должно создавать угрозу для безопасности работы всей взаимосвязанной сети, т.е. не должно вызывать каскадного отключения или потери значительного объема потребления. Оставшиеся в работе элементы сети должны быть в состоянии справиться с дополнительной нагрузкой, изменением объема генерации, изменением напряжения или режимом динамической устойчивости, вызванным первоначальным аварийным возмущением. В ряде случаев разрешается, чтобы СО допускали ограничение потребления в своих операционных зонах при условии, что объем ограничений обеспечивает безопасность работы, предсказуем и носит локальный характер»
2. Отсутствие согласованности действий диспетчеров энергокомпаний между собой

- Обязательное использование для проверки соответствия надежности энергосистем критерию N-1 модели энергосистемы с учетом аварийных возмущений как в своей энергосистеме, так и в соседних энергосистемах.
- Обеспечение каждого ДЦ программно-техническими средствами, позволяющими диспетчеру своевременно принимать соответствующие меры по обеспечению надежности в соответствии с заданными критериями.
- При расчетах автоматик, действующих на отключение потребителей при снижении частоты, учёт возможности потери значительных объемов генерации при изменении частоты в широких пределах.
- В процессе ликвидации аварии национальный ДЦ должен обладать всеми полномочиями по руководству действиями диспетчеров всех энергообъектов, подключенных к национальной электрической сети (электростанций и распределительной сети).
- Необходимо улучшение взаимодействия диспетчеров национальных ДЦ при планировании и управлении режимами, обеспечение обмена всеми необходимыми данными о режимах и состоянии энергосистем.

- Необходимо обеспечить каждому национальному ДЦ возможность наблюдения режима всего энергообъединения для действий в аварийных ситуациях.
- Национальный ДЦ должен обладать возможностью управлять всей генерацией, в том числе подключенной к распределительной сети.
- Электростанции, подключенные к распределительной сети, должны предоставлять диспетчерские графики своей работы и текущую информацию о своих нагрузках.
- Диспетчерские центры распределительной сети обязаны предоставлять всю информацию о диспетчерских графиках и текущей нагрузке всех электростанций, подключенных к распределительной сети.
- Технические требования к характеристикам энергоблоков, подключенных к распределительной сети, при изменении частоты и напряжения, должны соответствовать аналогичным требованиям для энергоблоков, подключенных к национальной электрической сети.
- Правила рынка электрической энергии и мощности не должны ограничивать действия оперативно-диспетчерского персонала в критических ситуациях.



**Спасибо за
внимание**

www.so-cdu.ru