

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

**Управление нормальными режимами
энергосистем и электрических сетей**

Общие положения

Нормальный режим работы энергосистемы - режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и напряжения в установленных пределах). К основным параметрам нормального режима относятся:

- частота переменного тока в системе;
- напряжения, токи, величины активной и реактивной мощности в узлах энергосистемы;
- токи, перетоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах);
- активная и реактивная мощность электростанций;
- реактивная мощность компенсирующих устройств.

Общие положения

Управление *напряжением и реактивной мощностью*:

- поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам;

Управление *частотой и активной мощностью*:

- регулирование частоты с целью поддержания номинальной частоты;
- обеспечение экономичности режима за счет оптимального распределения активной мощности между электростанциями системы и между агрегатами внутри электростанций;
- обеспечение надежности путем ограничения перетоков мощности;

Общие положения

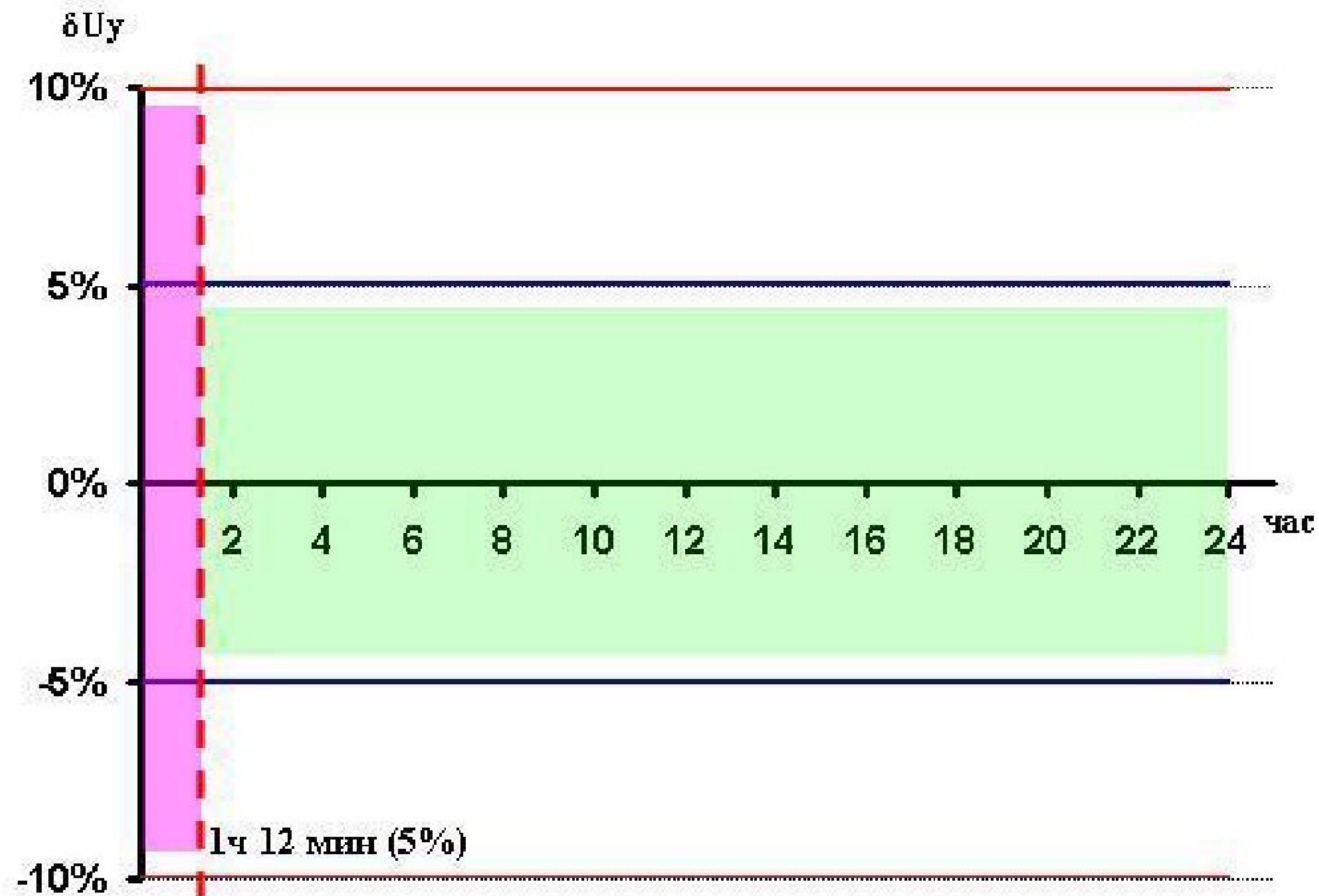
Управление режимами для обеспечения **системной надежности**:

- оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за пределы, допустимые по условию надежности;
- оценка ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;
- обеспечение оперативного резерва мощности;
- автоматическое ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.



РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Требования к качеству напряжения



Примечание: 1 ч 12 мин (5%) - интегральная продолжительность по времени в сутках, когда отклонение напряжения превышает допустимое ($\pm 5\%$), но не превышает предельно допустимое ($\pm 10\%$).

Баланс реактивной мощности в энергосистеме



$$Q_{Г} + Q_{зар} + Q_{СК} + Q_{БСК} + Q_{пер}^{+} = Q_{Н} + Q_{ШР} + \Delta Q + Q_{пер}^{-} .$$

- Составляющие левой части уравнения баланса (генерация):

$Q_{Г}$ - реактивная мощность генераторов электрических станций;

$Q_{зар} = b_{с} \cdot U^2$ - зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{СК}$ - реактивная мощность синхронных компенсаторов или генераторов работающих в режиме СК;

$Q_{БСК} = b_{БСК} \cdot U^2$ - реактивная мощность батарей статических конденсаторов;

$Q_{пер}^{+}$ - перетоки реактивных мощностей из смежных энергосистем;

- Составляющие правой части уравнения баланса (нагрузка):

$Q_{Н}$ - реактивная мощность потребителей, в том числе и собственные нужды электрических станций и подстанций;

$Q_{ШР} = b_{ШР} \cdot U^2$ - реактивная мощность, потребляемая шунтирующими реакторами;

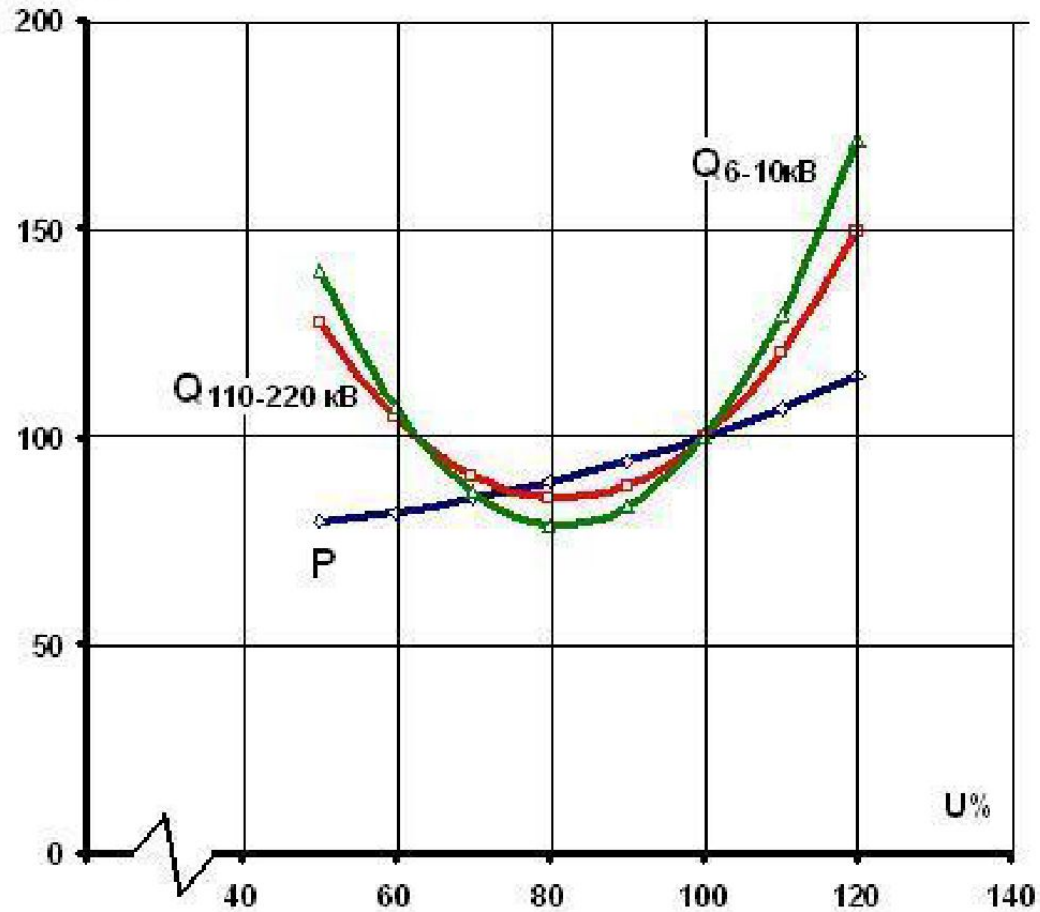
потери реактивной мощности в элементах электрической сети –

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

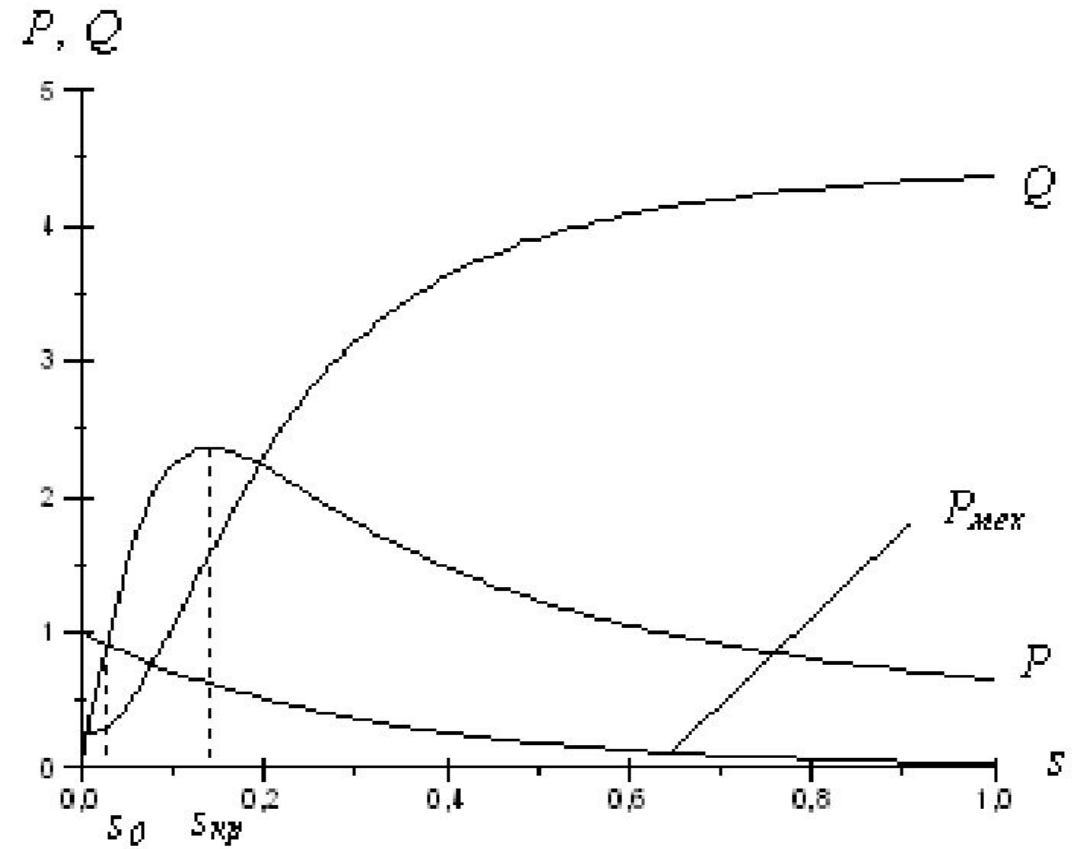
$Q_{пер}^{-}$ – перетоки реактивных мощностей в смежные энергосистемы.

Статические характеристики нагрузки

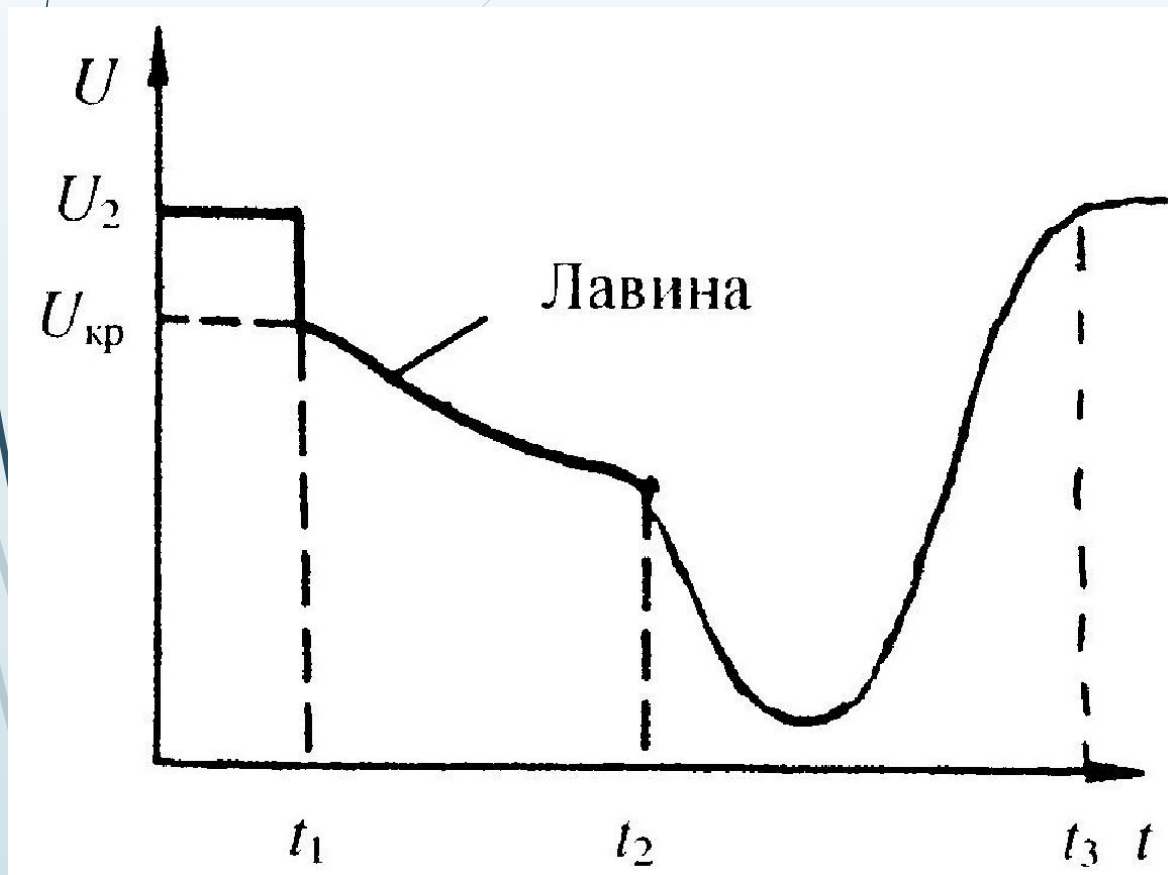
Статические характеристики смешанной нагрузки крупного узла энергосистемы $P, Q\%$



Характеристики мощности АД



«Лавина напряжения»



Динамика развития «лавина» напряжения




Мониторинг уровней напряжения

Соединение Экспорт Помощь												
С		10.07.2009		По		14.07.2009		Отчет по:		часам	Класс напряжения	Показать
Класс	Энергообъект	ТИ	Наименование ТИ	Час	ВПП	ВАП	Umax, кВ	НПП	НАП	Umin, кВ		
Нарушения за период 10.07.2009 - 14.07.2009 по классам напряжения 110 кВ, 150 кВ, 220 кВ, 330 кВ, 400 кВ, 500 кВ, 750 кВ, 800 кВ, 1150												
РУ -110- ГЭС-2 ОРУ-110												
110 кВ	СШ -I ГЭС-2 110 кВ				00:29:00	00:14:00	114	00:00:00	00:00:00	109		
		ТИ52	ГЭС-2 U110 I сш (52) U	10.7.2009 14:00 - 14:59	00:06:00	00:03:00	114	00:00:00	00:00:00	112		
				11.7.2009 16:00 - 16:59	00:08:00	00:08:00	112	00:00:00	00:00:00	109		
				12.7.2009 19:00 - 19:59	00:12:00	00:02:00	114	00:00:00	00:00:00	112		
				13.7.2009 19:00 - 19:59	00:03:00	00:01:00	113	00:00:00	00:00:00	110		
РУ -110- НГРЭС ЗРУ-110												
110 кВ	СШ -I НГРЭС 110 кВ				00:24:00	00:18:00	120	00:00:00	00:00:00	113		
		ТИ158	НГРЭС U110 I сш (158) U	10.7.2009 14:00 - 14:59	00:05:00	00:05:00	117	00:00:00	00:00:00	115		
				10.7.2009 16:00 - 16:59	00:08:00	00:07:00	114	00:00:00	00:00:00	113		
				10.7.2009 19:00 - 19:59	00:06:00	00:02:00	115	00:00:00	00:00:00	113		
				10.7.2009 21:00 - 21:59	00:02:00	00:01:00	117	00:00:00	00:00:00	116		
				11.7.2009 01:00 - 01:59	00:03:00	00:03:00	120	00:00:00	00:00:00	118		
РУ -330- Машук ОРУ-330												
330 кВ	СШ -II Машук				00:05:00	00:02:00	335	00:00:00	00:00:00	328		
		ТИ84	Машук-330 U330 Л-330-04 Uаб	14.7.2009 16:00 - 16:59	00:05:00	00:02:00	335	00:00:00	00:00:00	328		

Мониторинг уровней напряжения

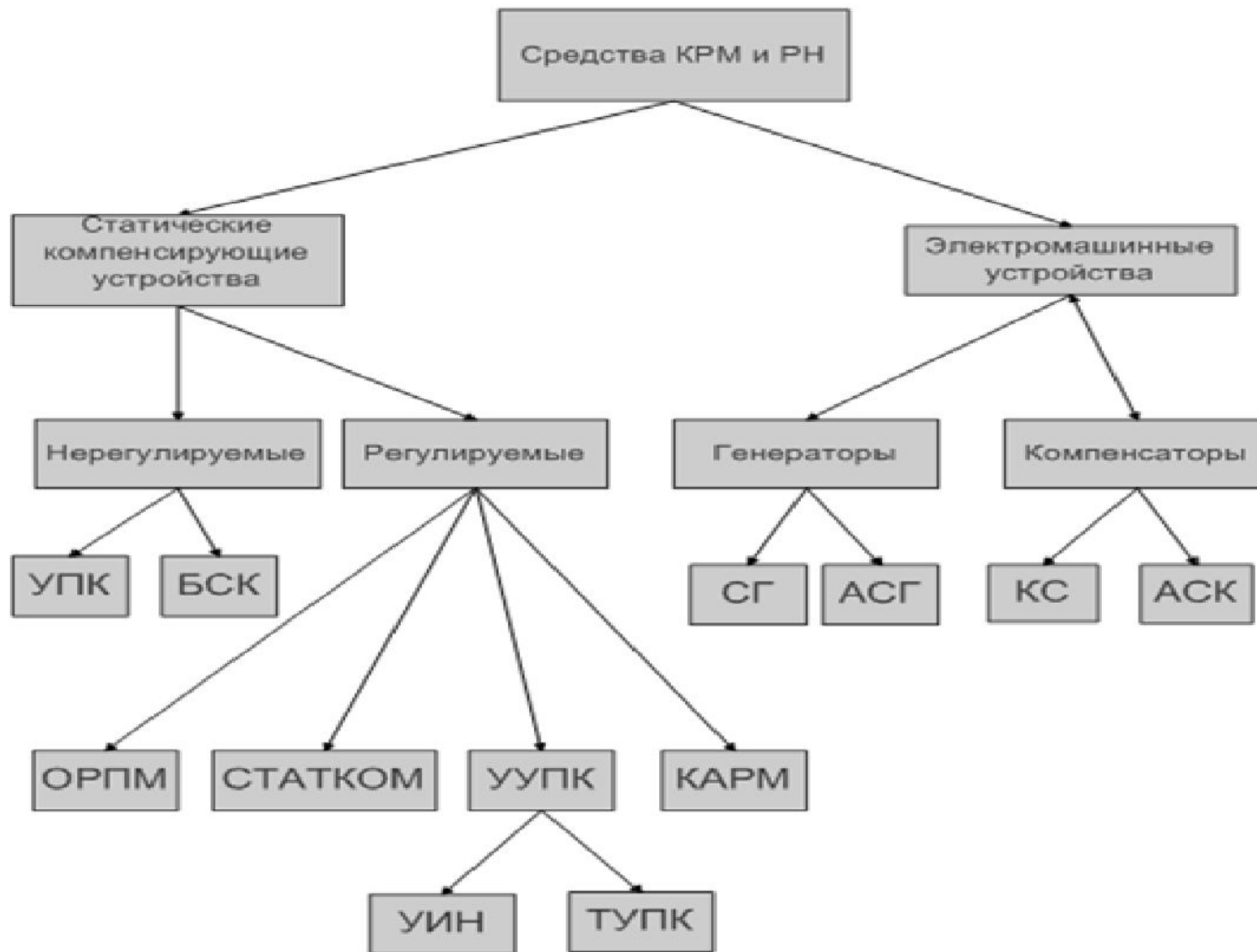
Фильтр по классу напряжения: Все кВ Фильтр по статусу: Показывать все Время с датой

Контрольная точка	Класс	Утек	Отдых изоляции	Нарушения
+ ТЭС Тестовая-2 500кВ(I2118)	500	600	00:00:00 / 00:00:10	↑!5 (600-627) Авария 00:39:21 с 14.05.2010 10:40
+ ТЭС Тестовая-4 110кВ(I2114)	110	146	00:00:00 / 00:00:00	↑!7 (145) Авария 00:39:41 с 14.05.2010 10:40
+ ТЭС Тестовая-2 500кВ(I2119)	500	626	00:00:12 / 00:00:20	↑!4 (586-600) Превышение 00:25:39 / 00:00:30 с 14.05.2010 10:40
+ ГЭС Тестовая-1 330кВ(I2117)	330	380	00:00:02 / 00:00:10	↑!6 (414-432) Превышение 00:00:09 / 00:00:10 с 14.05.2010 11:20
+ ТЭЦ Тестовая-3 750кВ(I2120)	750	750	00:00:00 / 00:00:30	↑!2 (830-850) Превышение 00:00:38 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:19
- ТЭС Тестовая-4 110кВ(I2115)	110	135	00:00:00 / 00:00:00	↑ 7 (145) ОК 00:00:00 / 00:00:00
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 6 (139-145) ОК 00:00:00 / 00:00:10
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 5 (133-139) ОК 00:00:00 / 00:00:20
			00:00:00 / 00:00:20	↑ 4 (130-133) ОК 00:00:00 / 00:00:30
			00:00:03 / 00:00:30	↑!3 (127-130) Превышение 00:00:10 / 00:00:40 с 14.05.2010 11:19
			00:00:03 / 00:00:30	↑ 2 (124-127) Превышение 00:00:15 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:19
			00:00:03 / 00:00:30	↑ 1 (121-124) Превышение 00:00:15 / 00:01:00 с 14.05.2010 11:19
- ГЭС Тестовая-1 330кВ(I2116)	330	330	00:00:00 / 00:00:00	↑ 7 (432) ОК 00:00:00 / 00:00:00
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 6 (414-432) ОК 00:00:00 / 00:00:10
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 5 (396-414) ОК 00:00:00 / 00:00:20
			00:00:00 / 00:00:20	↑ 4 (387-396) ОК 00:00:00 / 00:00:30
			00:00:00 / 00:00:30	↑!3 (378-387) Превышение 00:00:15 / 00:00:40 с 14.05.2010 11:20
			00:00:00 / 00:00:30	↑ 2 (369-378) Превышение 00:00:15 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:20
			00:00:00 / 00:00:30	↑ 1 (360-369) Превышение 00:00:15 / 00:01:00 с 14.05.2010 11:20
+ ТЭЦ Тестовая-3 750кВ(I2121)	750	750	00:00:00 / 00:00:30	↑ 1 (810-830) ОК 00:00:00 / 00:01:00

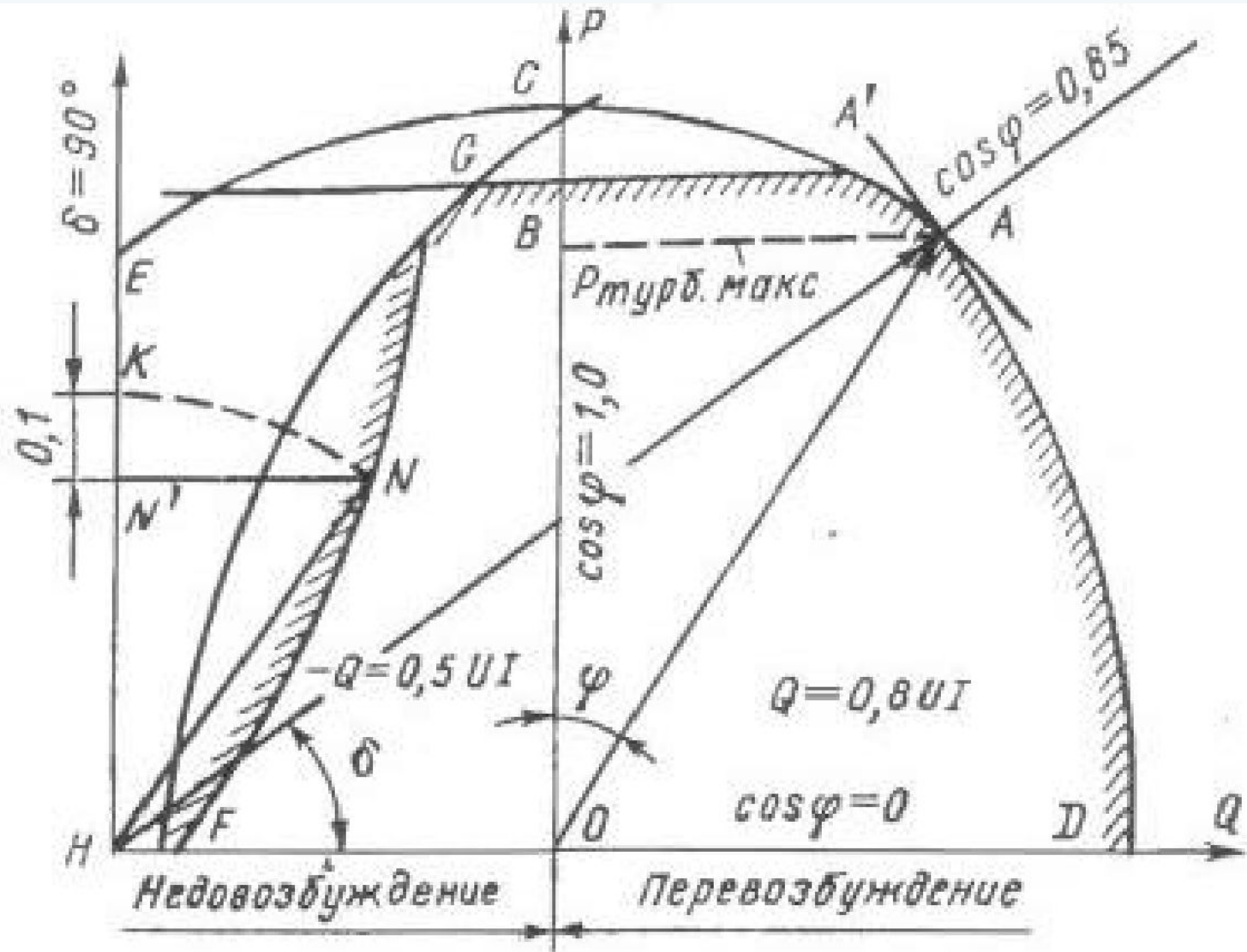


Средства регулирования напряжения в энергосистеме

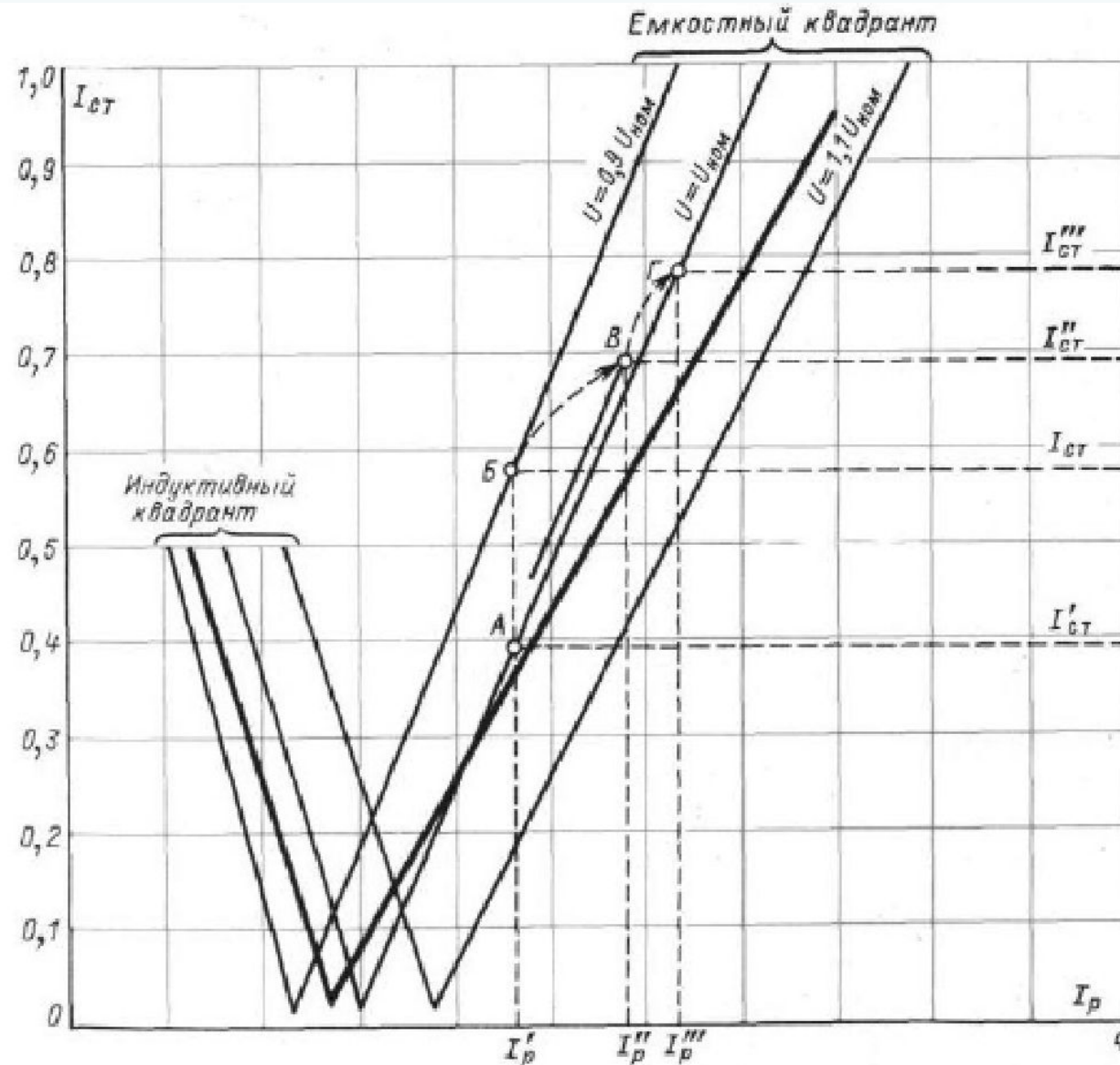
Технические средства регулирования напряжения



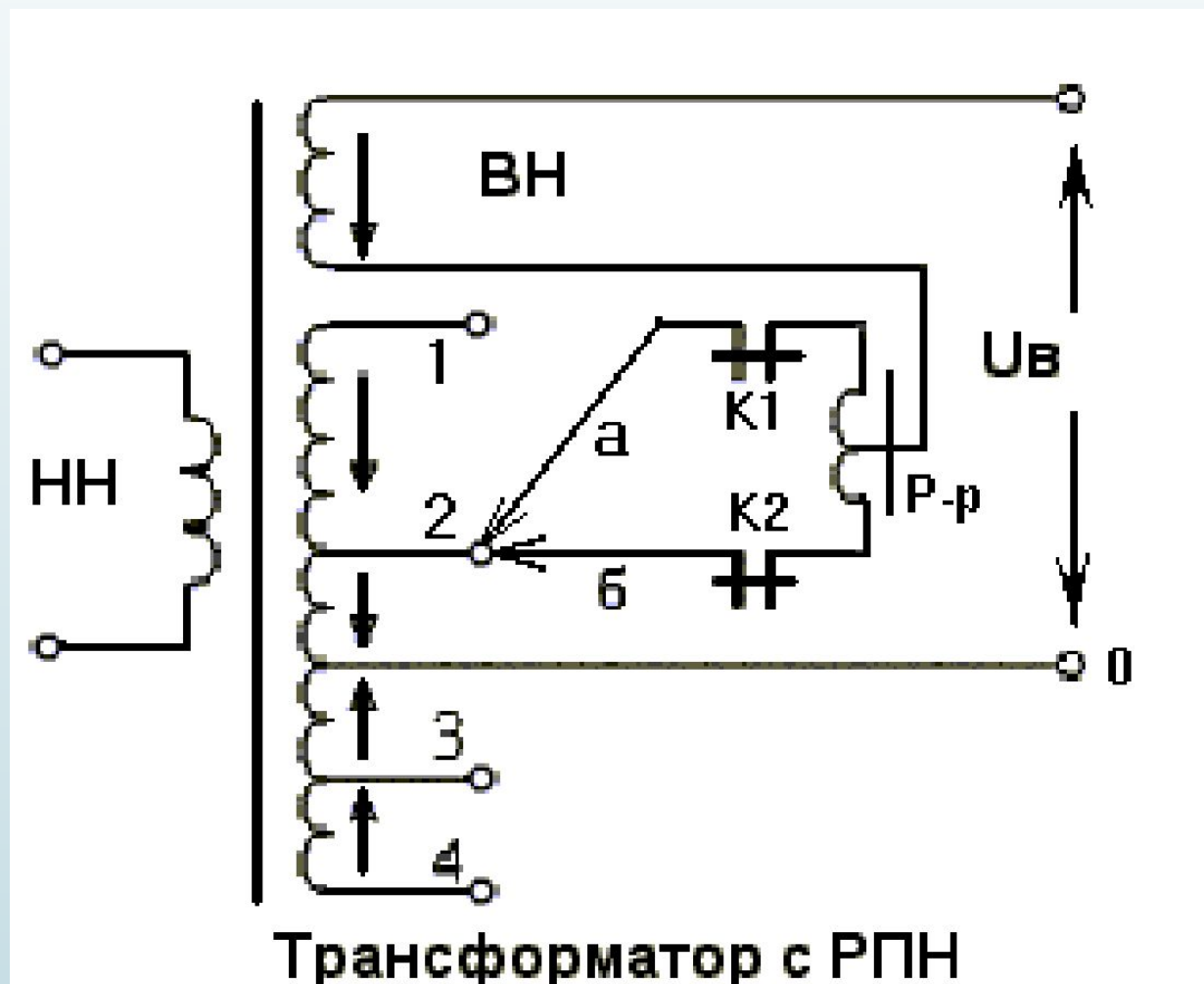
Традиционные средства регулирования напряжения. Регулирование возбуждения генераторов



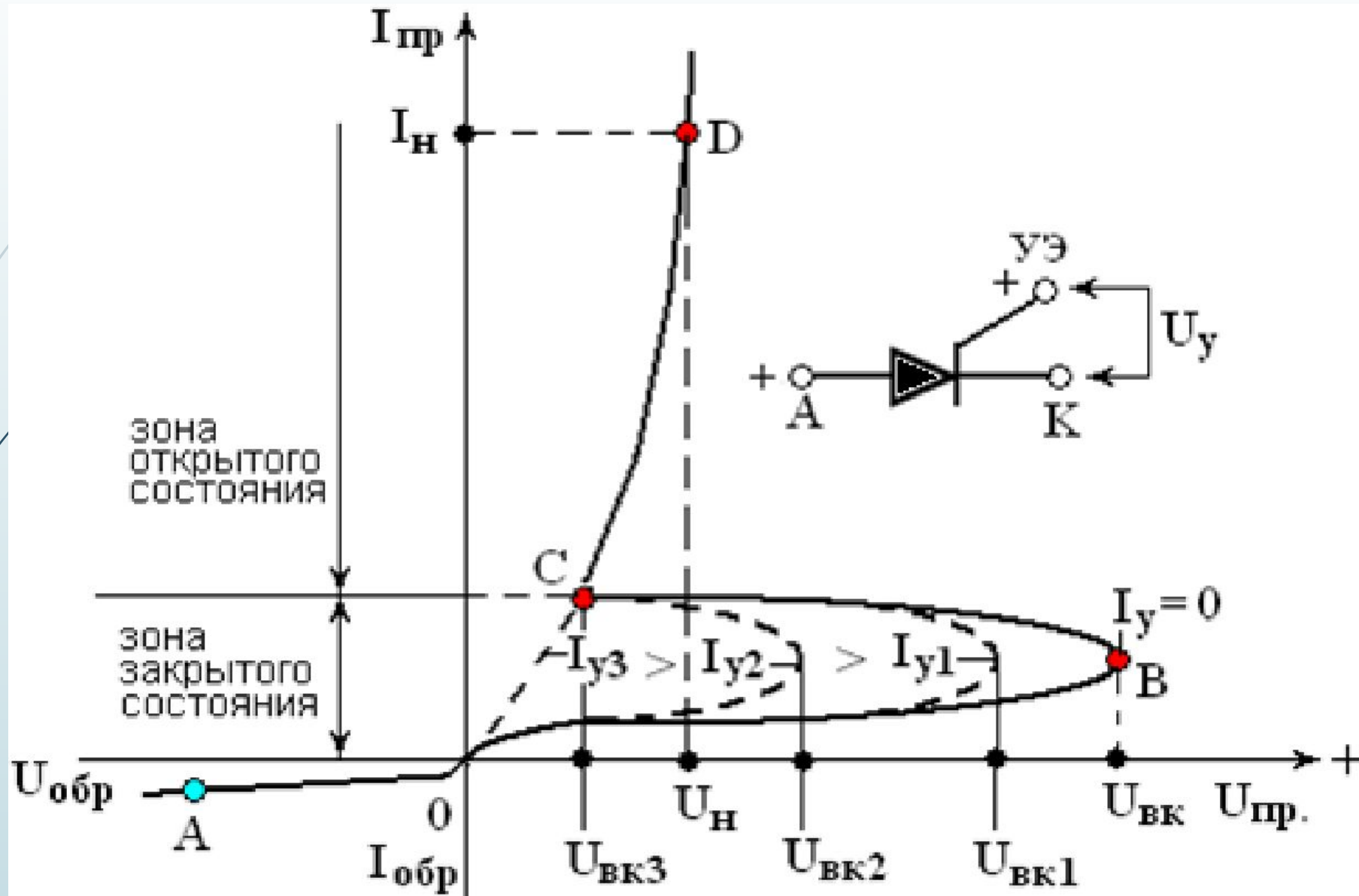
Традиционные средства регулирования напряжения. Регулирование возбуждения синхронных компенсаторов



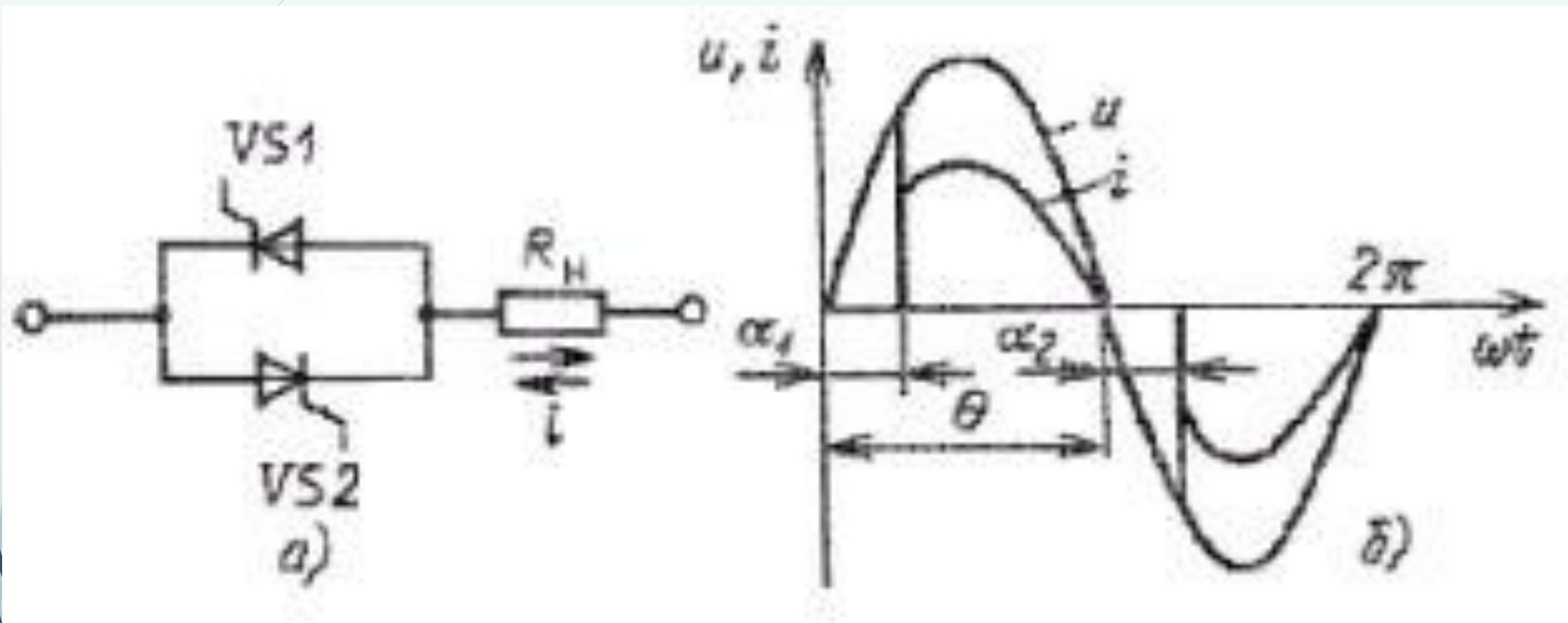
Традиционные средства регулирования напряжения. Переключение отпаяк трансформаторов и автотрансформаторов



Принцип действия тиристора



Тиристор в цепи переменного тока



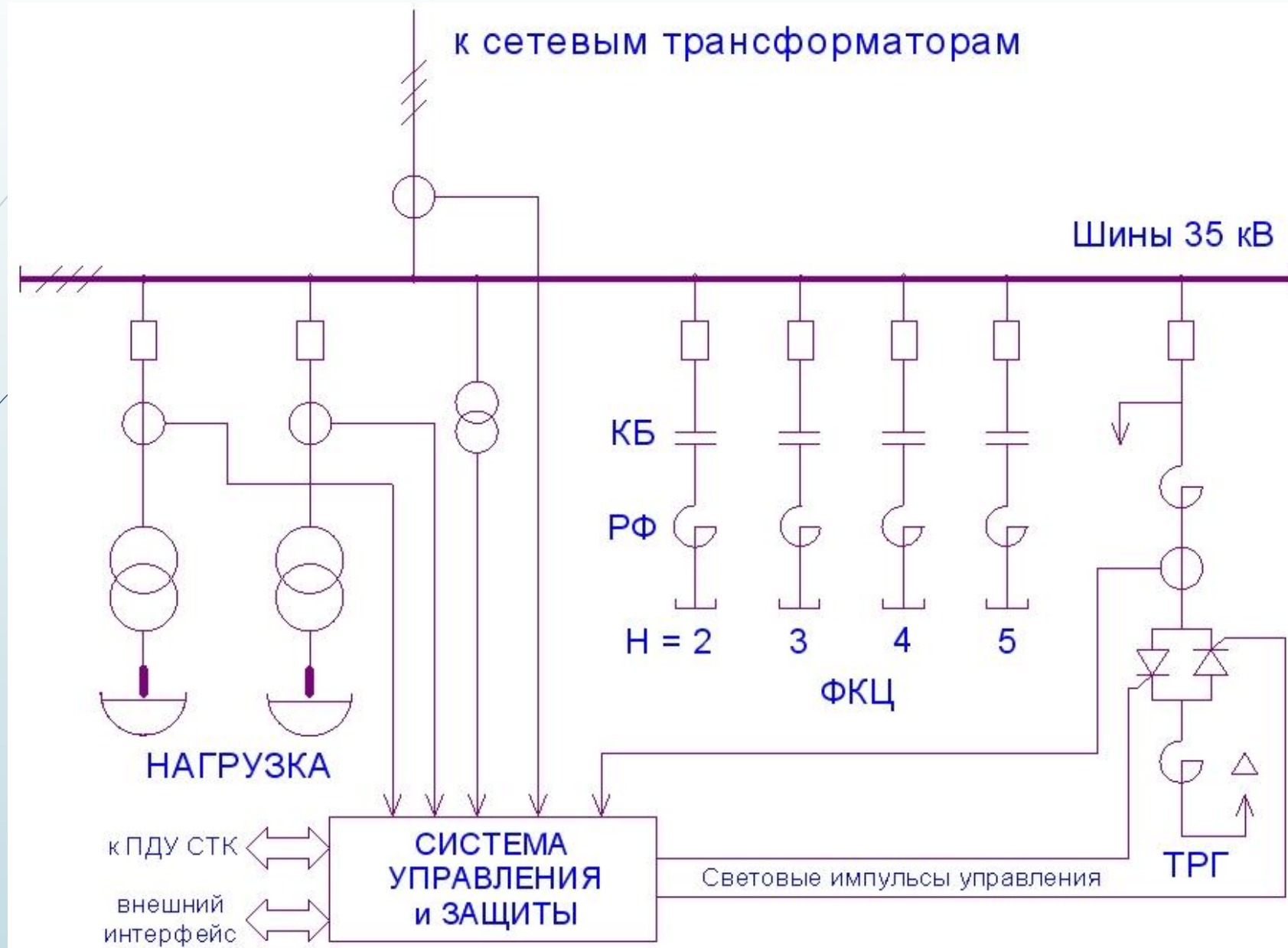
Flexible Alternate Current Transmission System (FACTS). ***Гибкие системы электропередачи переменного тока***

Термин и понятие *FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System* – гибкие управляемые системы электропередачи переменного тока) введены в обращение Институтом электроэнергетики *EPRI* (США).

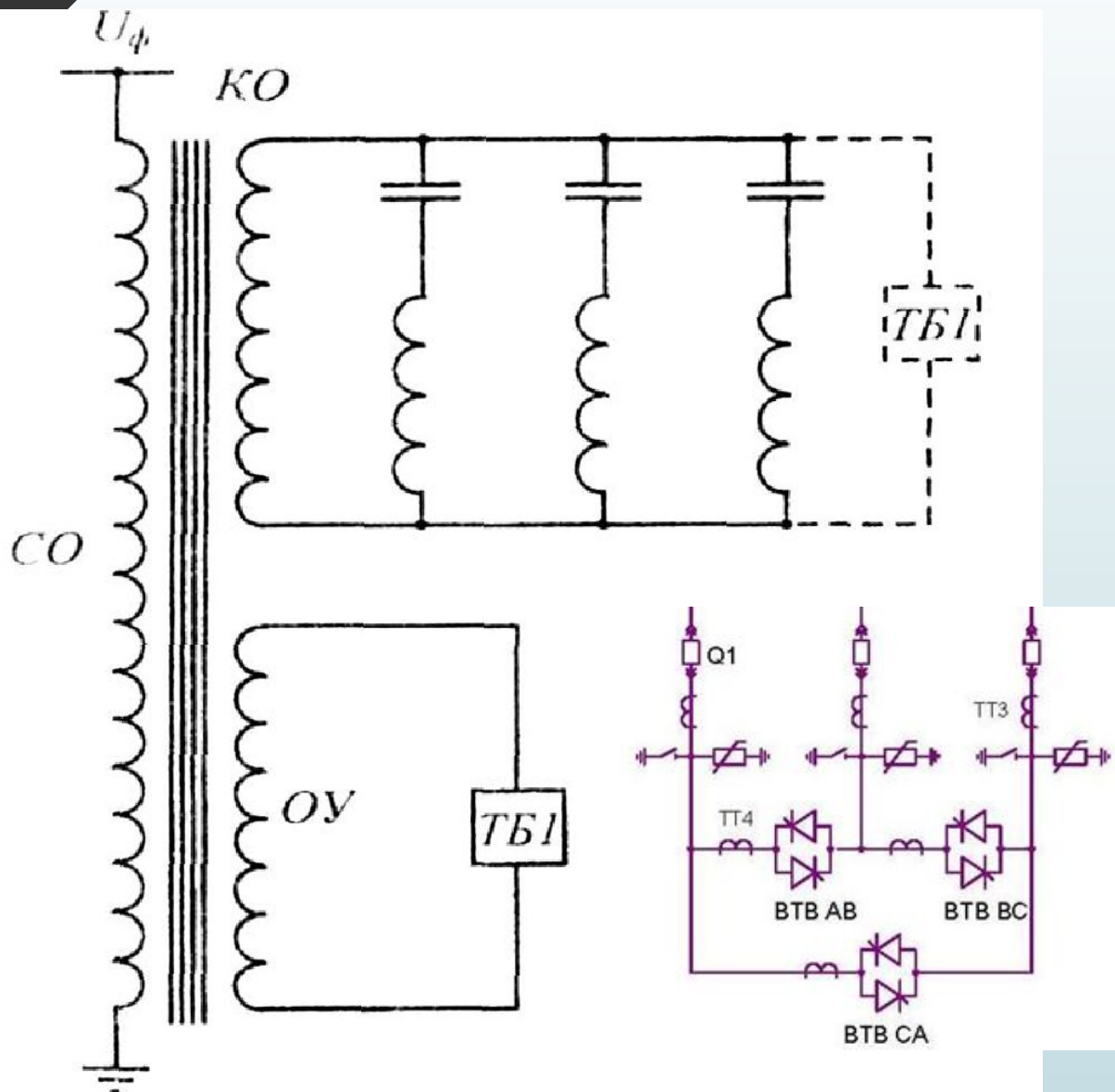
FACTS является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, которая позволяет электрическую сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превратить в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.

- устройства поперечного включения (СТК, СТАТКОМ, УШР);
- устройства продольного включения (ФПУ, ПСТАТКОМ);
- передачи и вставки постоянного тока (ВПТ, ППТ);
- объединенный регулятор перетока мощности (ОРПМ)..

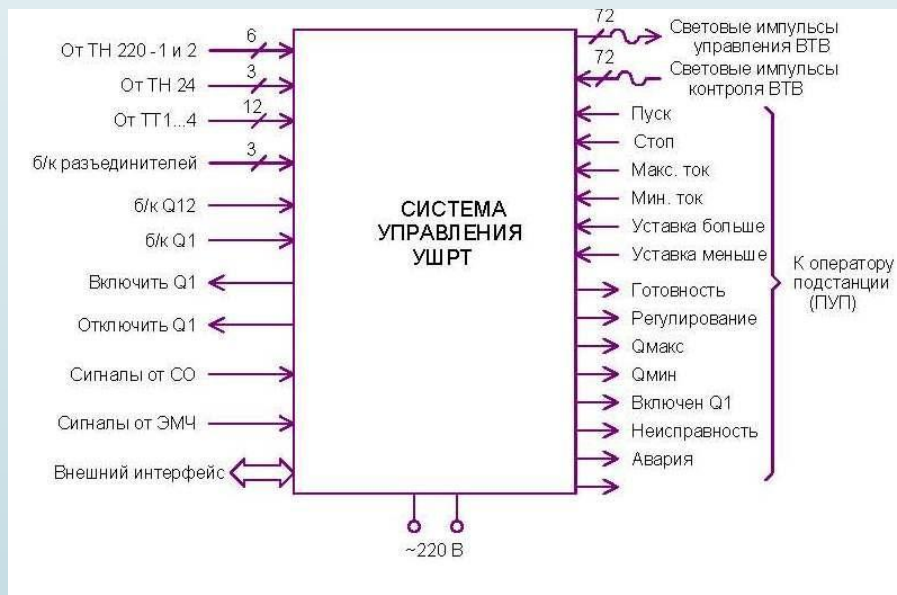
FACTS. Статический тиристорный компенсатор (СТК)



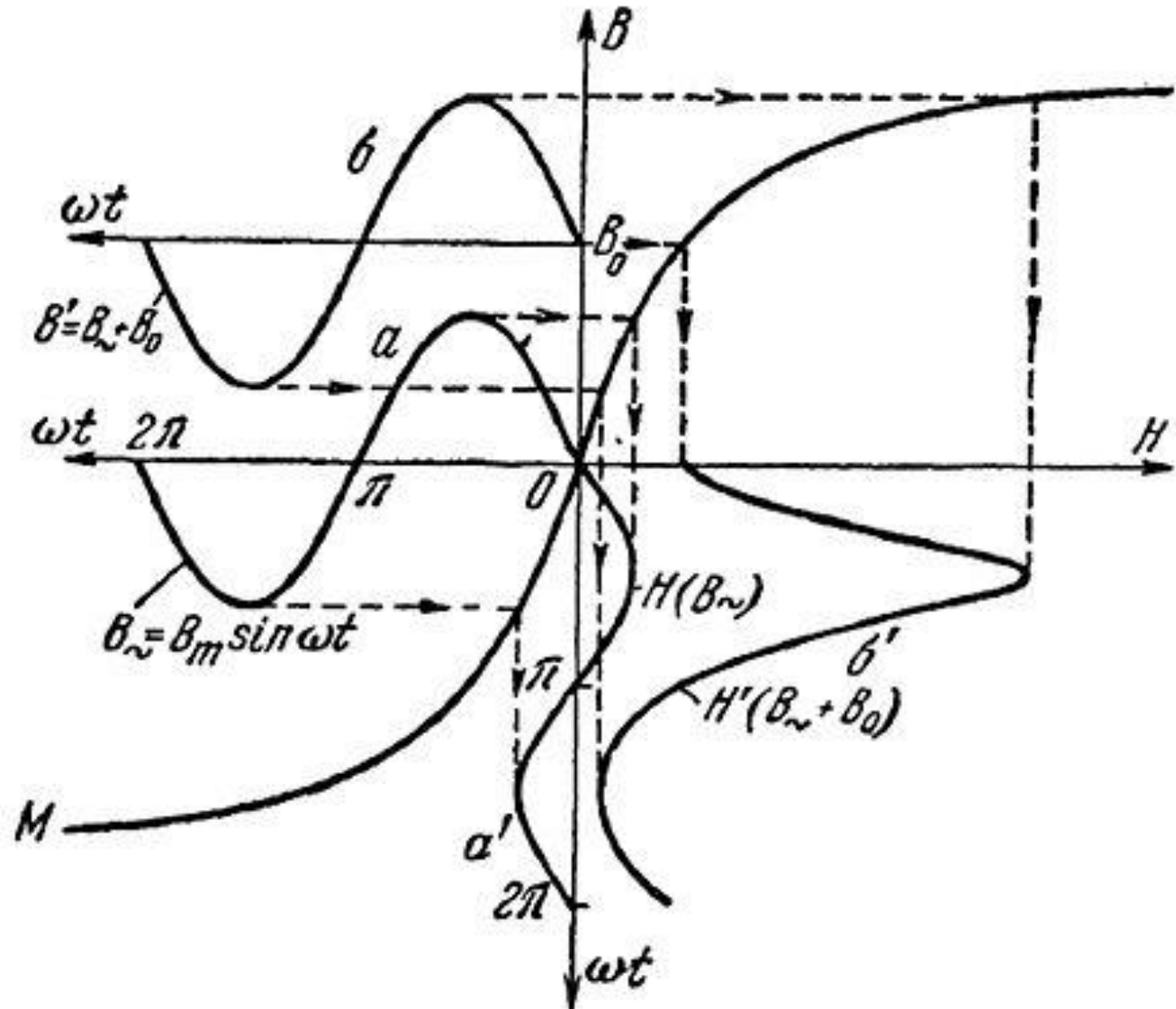
FACTS. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)



- 1 - электромагнитная часть (фаза) СО – сетевая обмотка; КО – компенсационная обмотка; ОУ – обмотка управления;
- 2 – тиристорный блок ТБ1 с системой управления СУРЗА;
- 3 – фильтры гармоник и корректор формы тока (без обозначений).



FACTS. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)



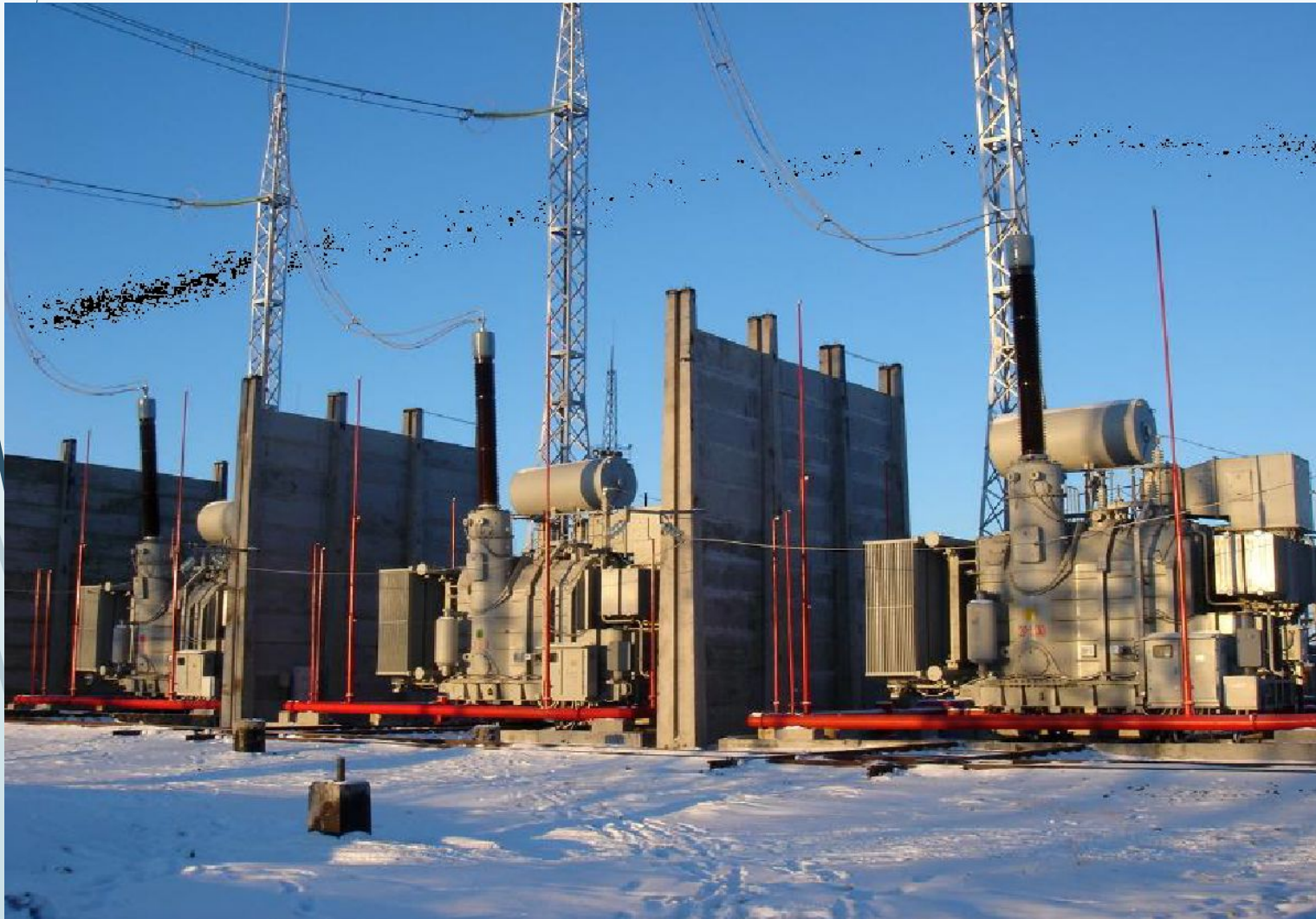
Кривая намагничивания ферромагнетика

$$B = \mu H$$

Второй закон Кирхгофа для магнитной цепи (закон полного тока)

$$\int \bar{H} dl = \sum_{k=1}^n I_k$$

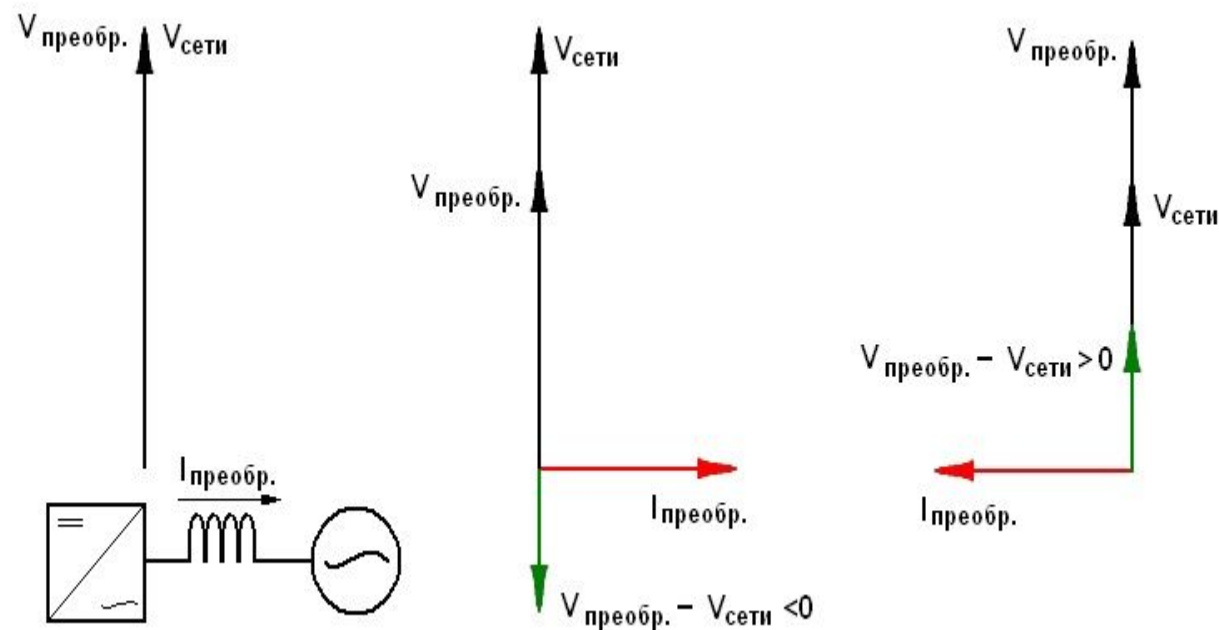
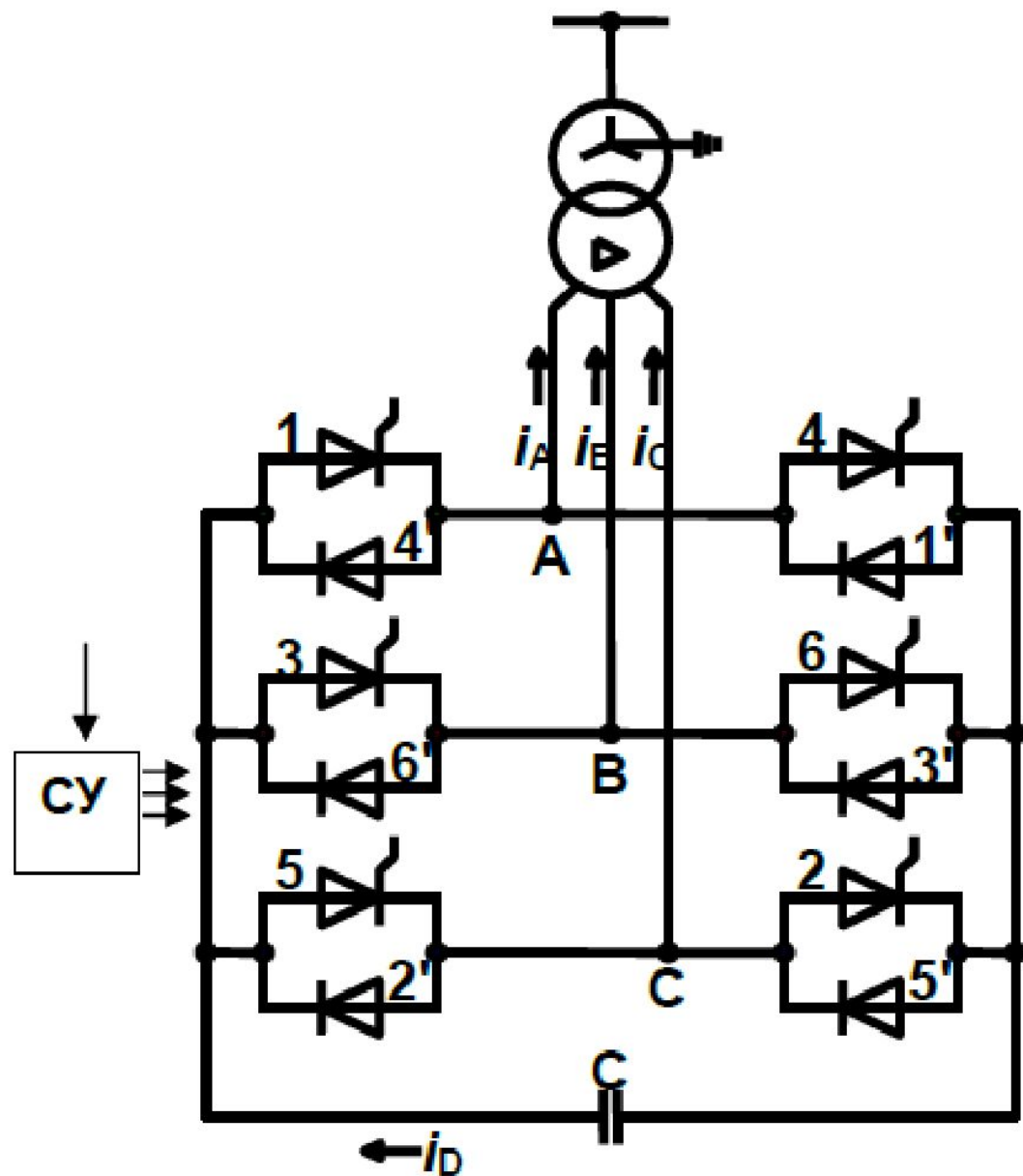
FACTS. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)



Управляемый шунтирующий реактор 180 МВАр, 500 кВ на п/ст «Таврическая», Россия 2005 год. Основные технические характеристики:

- Номинальное напряжение 525 кВ;
- Номинальная мощность 180 Мвар;
- Диапазон изменения мощности 1...240 Мвар;
- Время изменения мощности 0,3 с;
- Потери:
 - холостого хода 200 кВт
 - номинальные 900 кВт
- Мощность управления 5,4 МВА
- Высшие гармоники в токе $\leq 3\%$

FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)



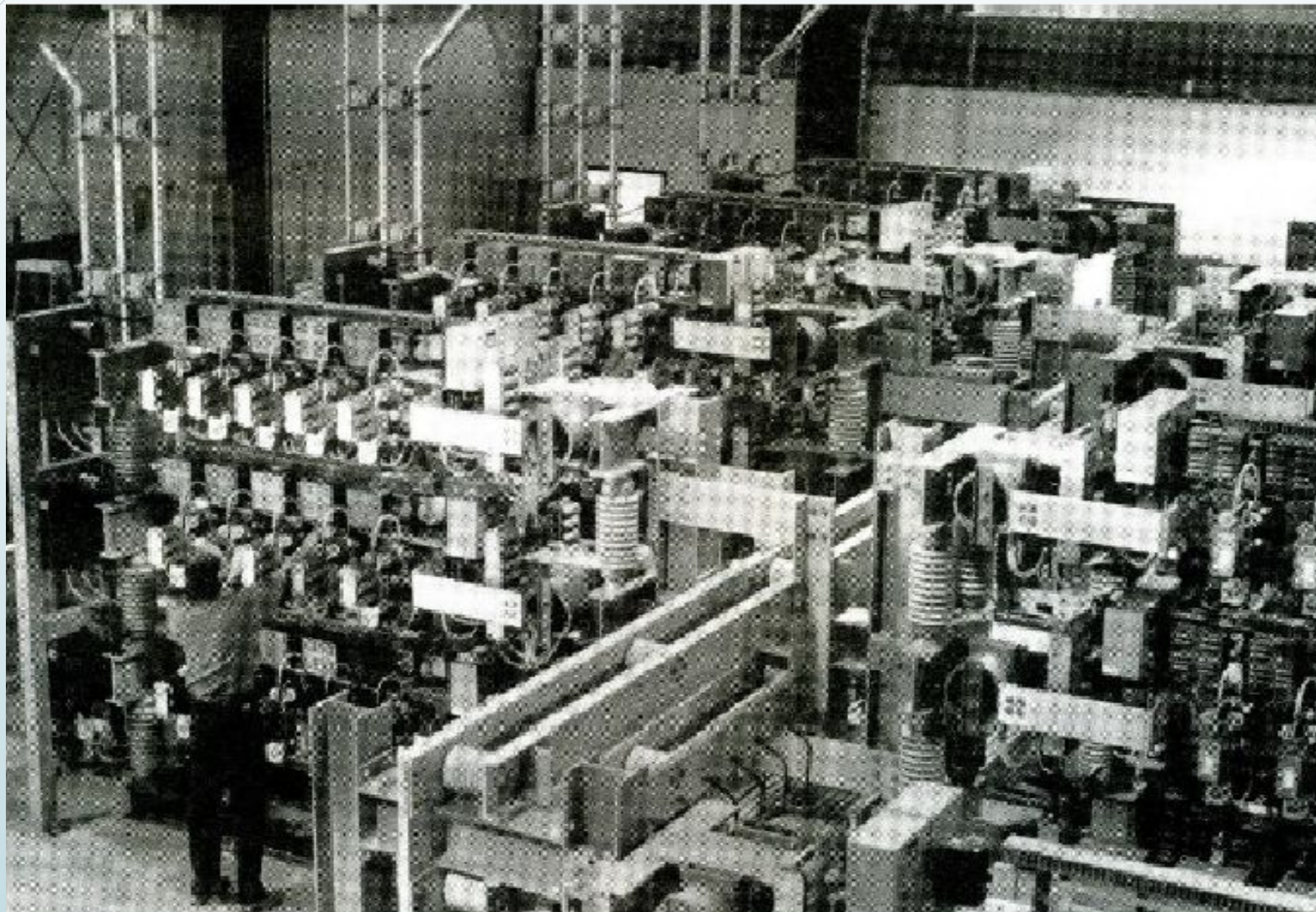
FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)

Внешний вид СТАТКОМ

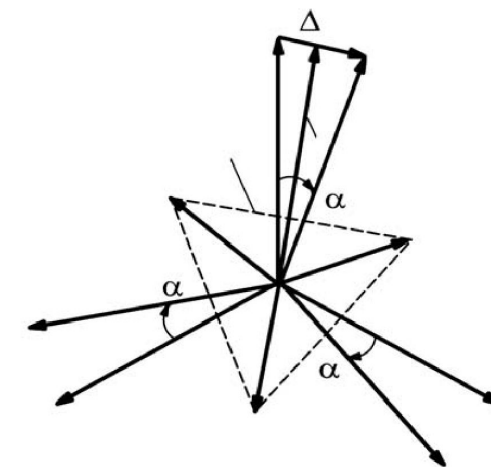
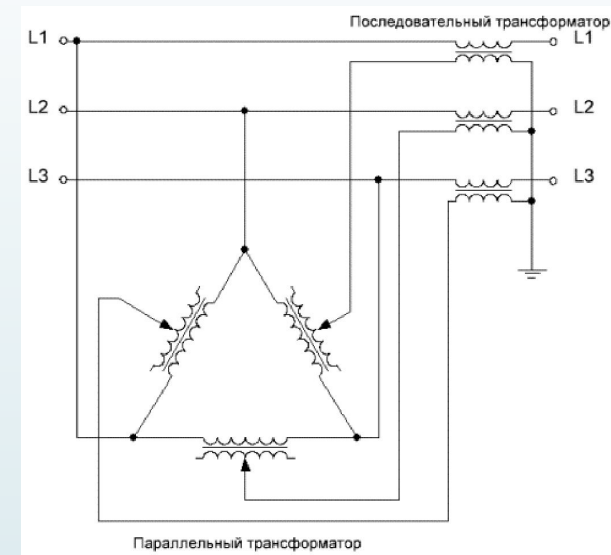
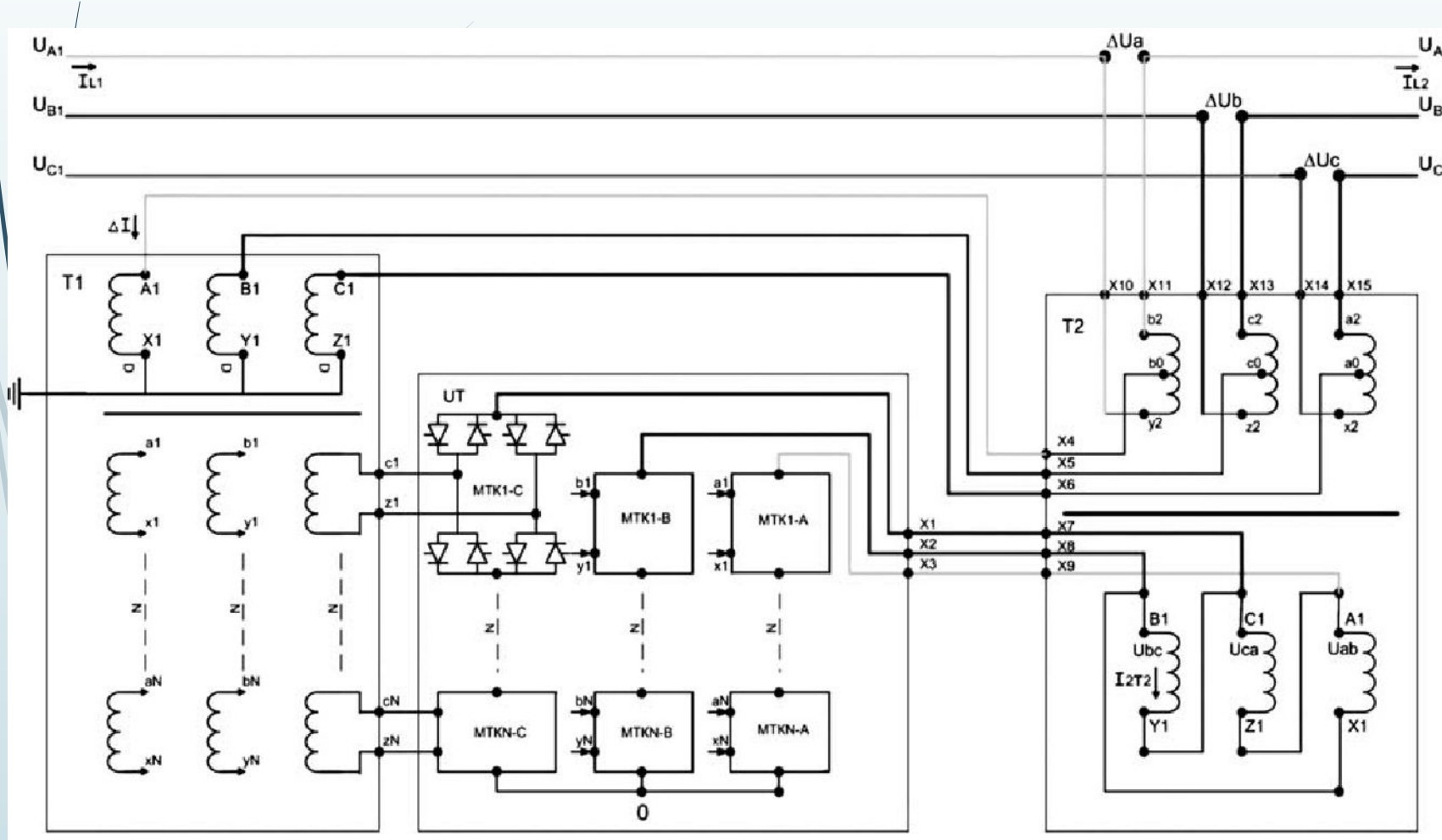


FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)

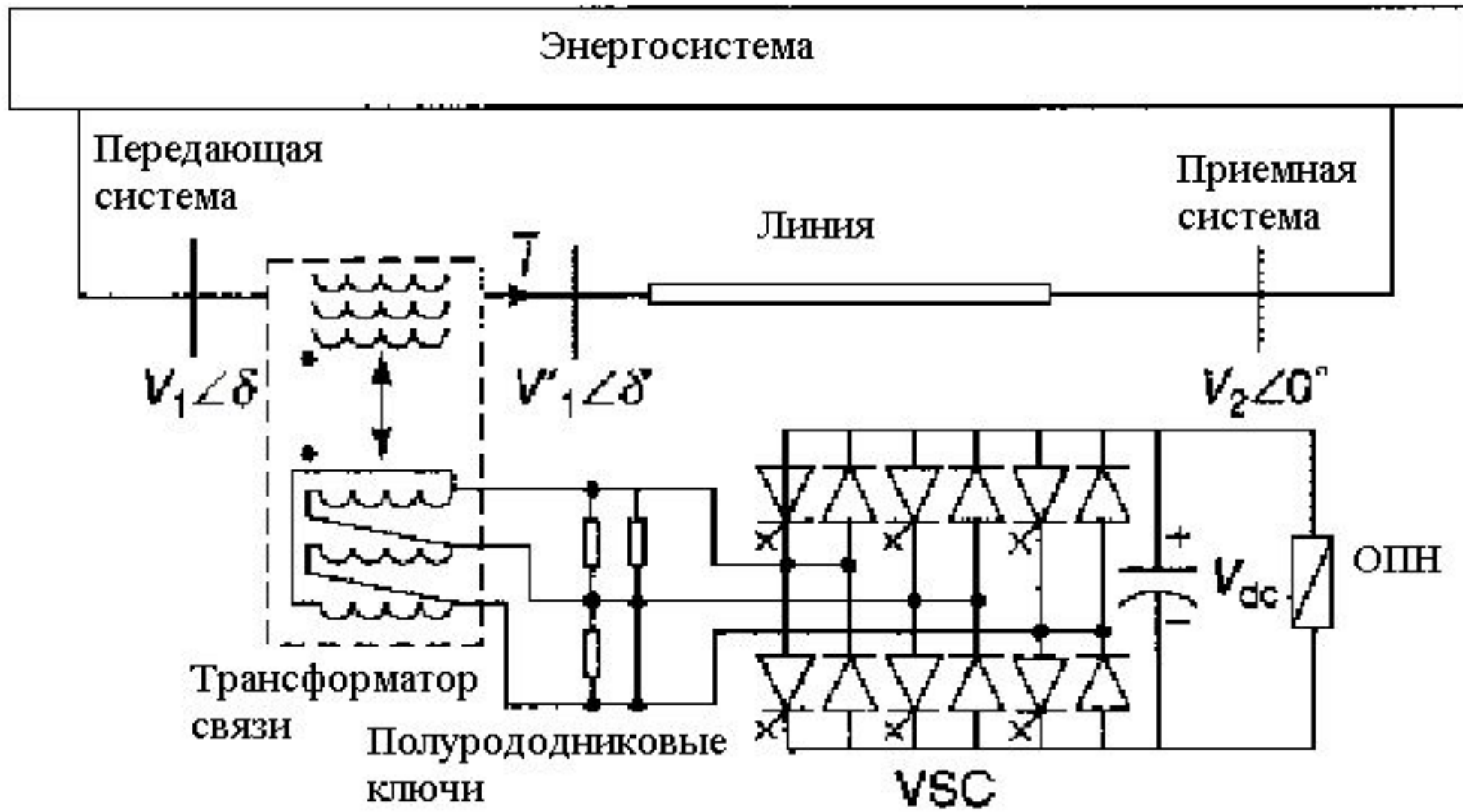
Вентильный зал СТАТКОМ



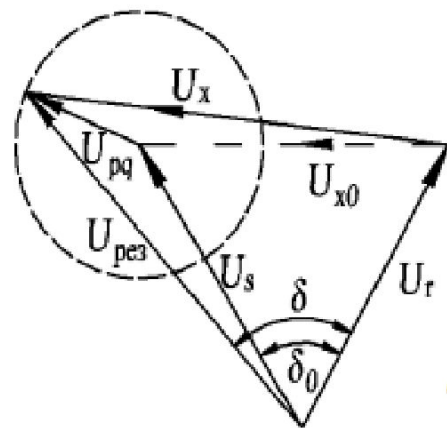
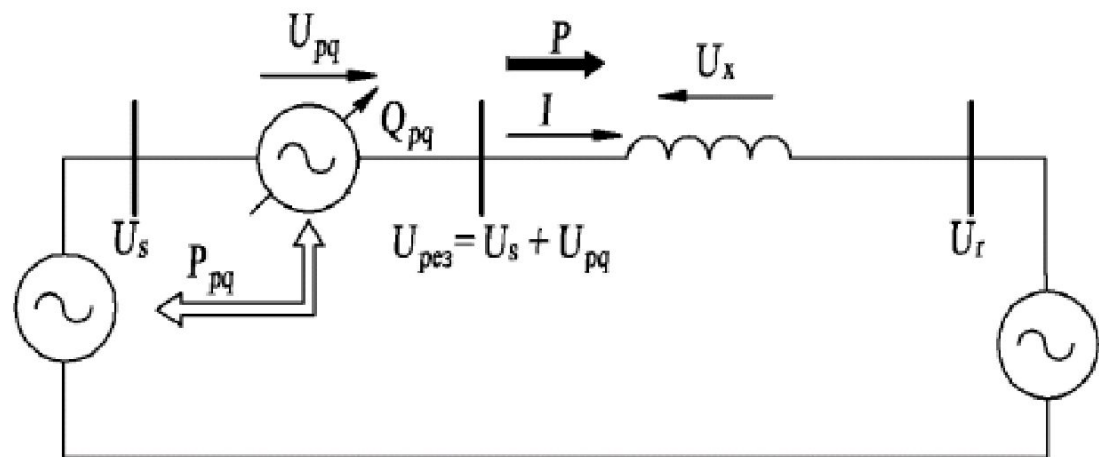
FACTS. Фазоповоротные устройства (ФПУ).



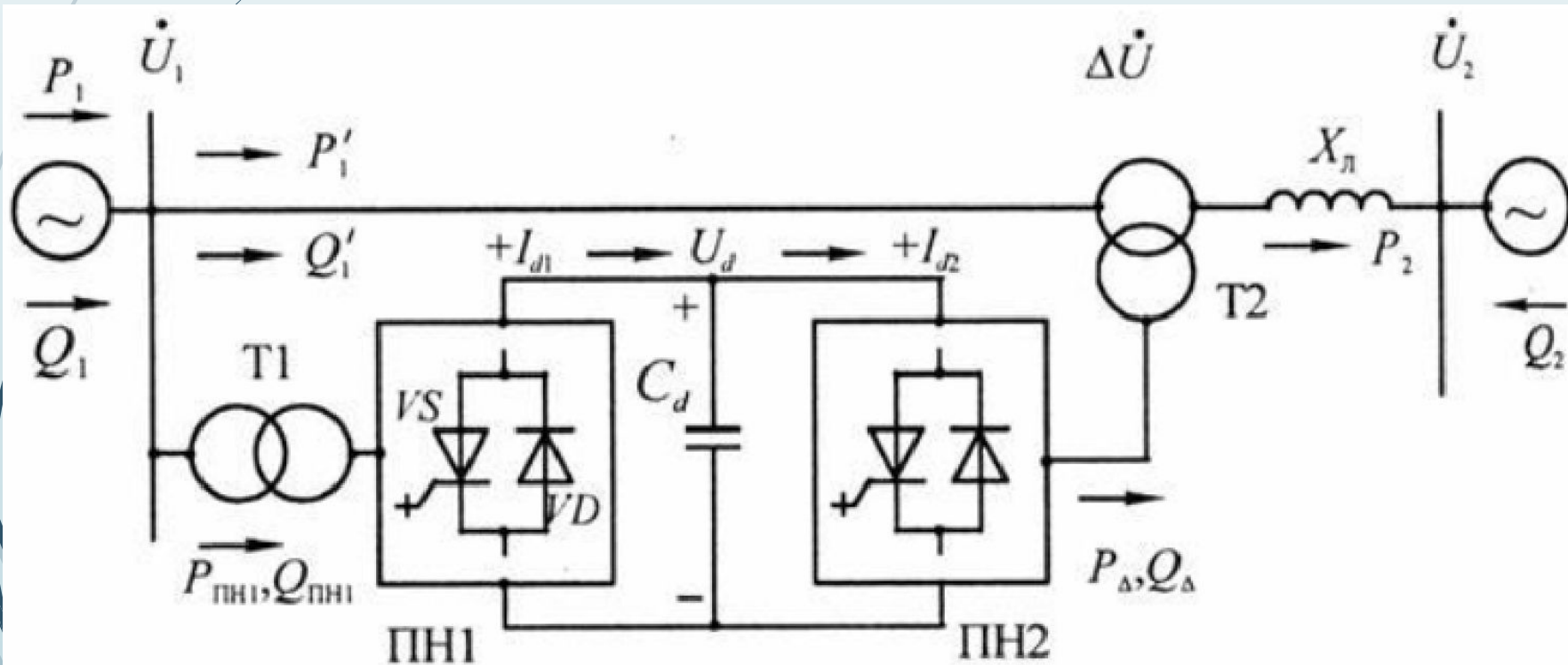
FACTS. Последовательно включенный СТАТКОМ (ТУПК)




FACTS. Объединенный регулятор перетока мощности (ОРПМ)



$$S = \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin \delta + j \frac{U_1 (U_1 - U_2 \cos \delta)}{X_L}$$





РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

АРЧМ. Нормативно-технические документы

В ЕЭС России регулирование частоты и активной мощности регламентируется следующими нормативно-техническими документами:

- межгосударственный стандарт ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования», введенный в действие с 1 марта 2018 года;
- национальный стандарт ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности»;
- стандарт Системного оператора «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», 2012;
- межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в котором перечислены показатели качества электрической энергии и допустимые пределы их отклонения;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утв. Минэнерго РФ, 2003.

АРЧМ. Работа нерегулируемого генератора на выделенный район нагрузки

Оперативный баланс активных мощностей:

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}} + \Delta P_{\text{пот}},$$

$P_{\text{ген}}$ – мощность генерирующих источников;

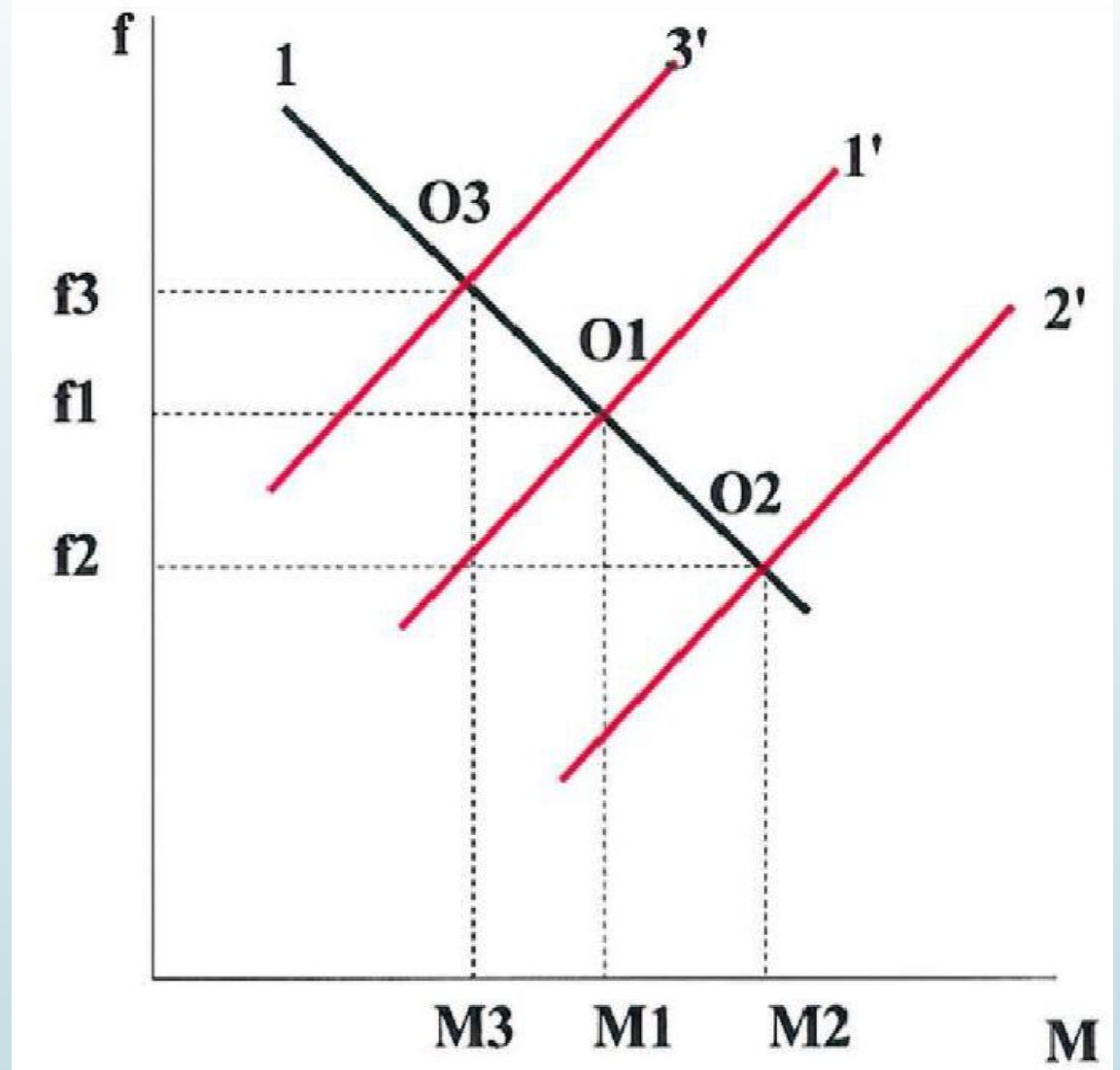
$P_{\text{потр}}$ – мощность электроприемников (потребителей);

$\Delta P_{\text{пот}}$ – потери в элементах энергосистемы.

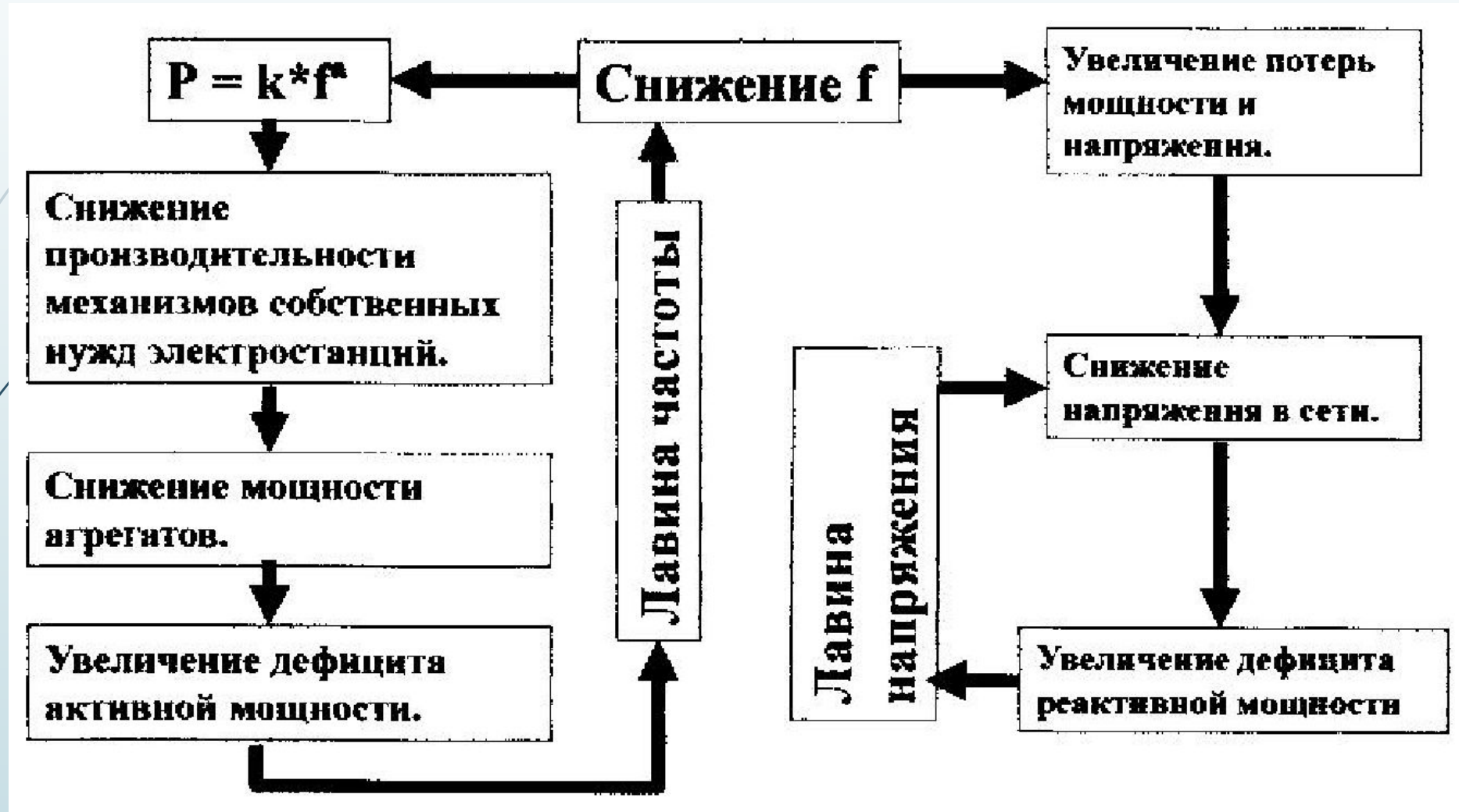
Баланс мощностей на валу генератора:

$P_{\text{мех}} = M \cdot \omega$ – механическая мощность, определяемая поступлением энергоносителя;

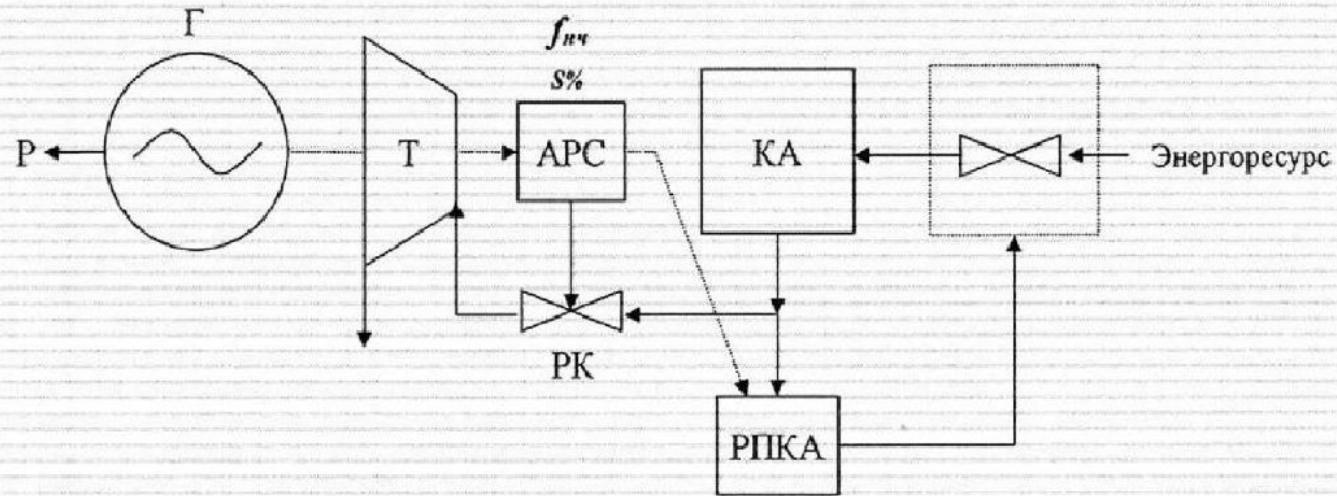
$P_{\text{эл}} = U \cdot I \cdot \cos \varphi$ – электрическая мощность, определяемая мощностью электроприемников



АРЧМ. «Лавина частоты»

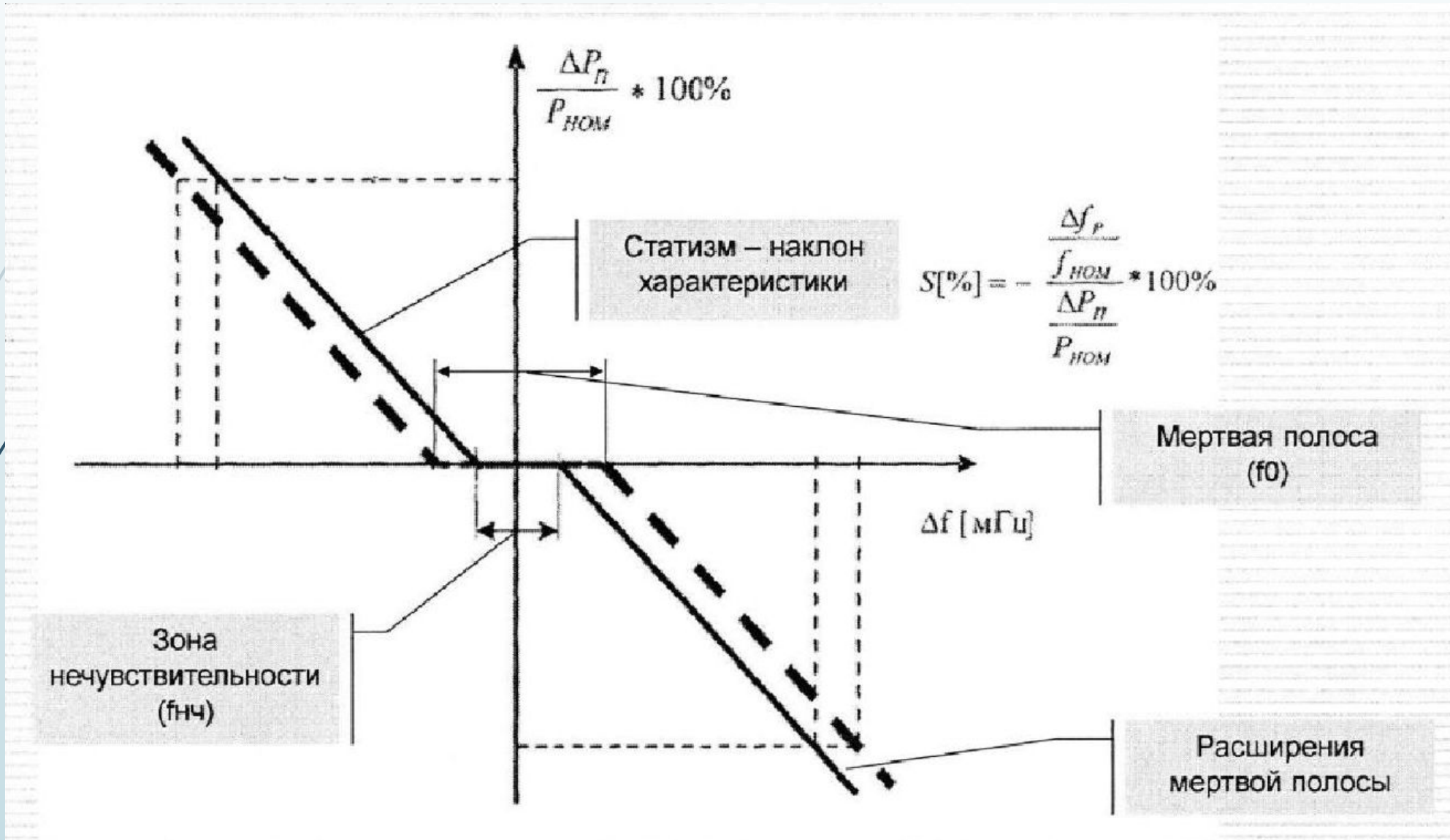


АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины

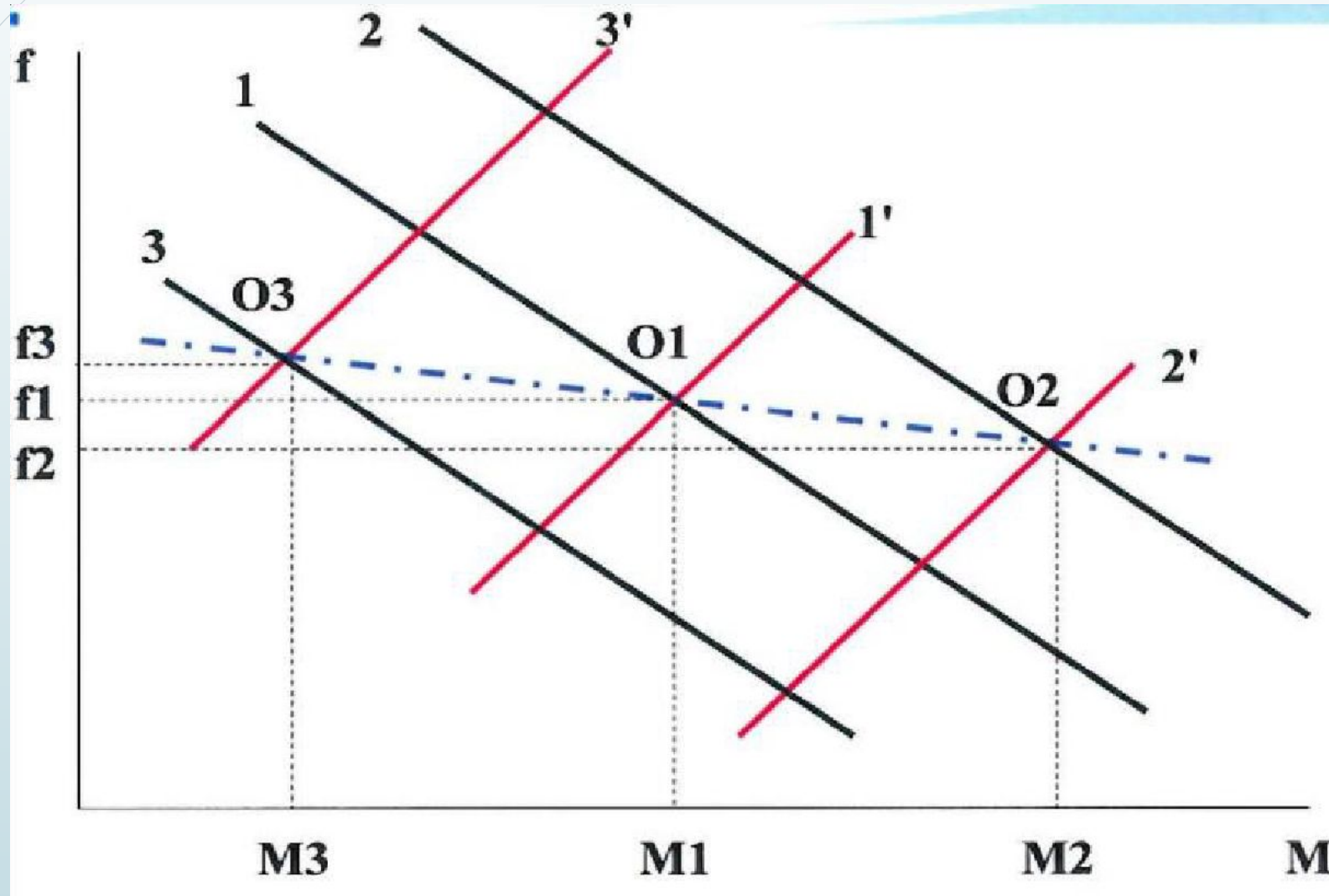


- Г - генератор; Р - отдаваемая им мощность;
- Т - турбина; РК - регулирующие клапаны;
- АРС - автоматический регулятор скорости турбины;
- КА - котлоагрегат, реактор;
- РПКА - регулятор производительности котлоагрегата;
- $f_{нч}$; $S\%$ - зона нечувствительности по частоте и статизм АРС - параметры, определяющие меру участия в первичном регулировании.

АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины



АРЧМ. Работа регулируемого генератора в энергосистеме



АРЧМ. Первичное регулирование частоты

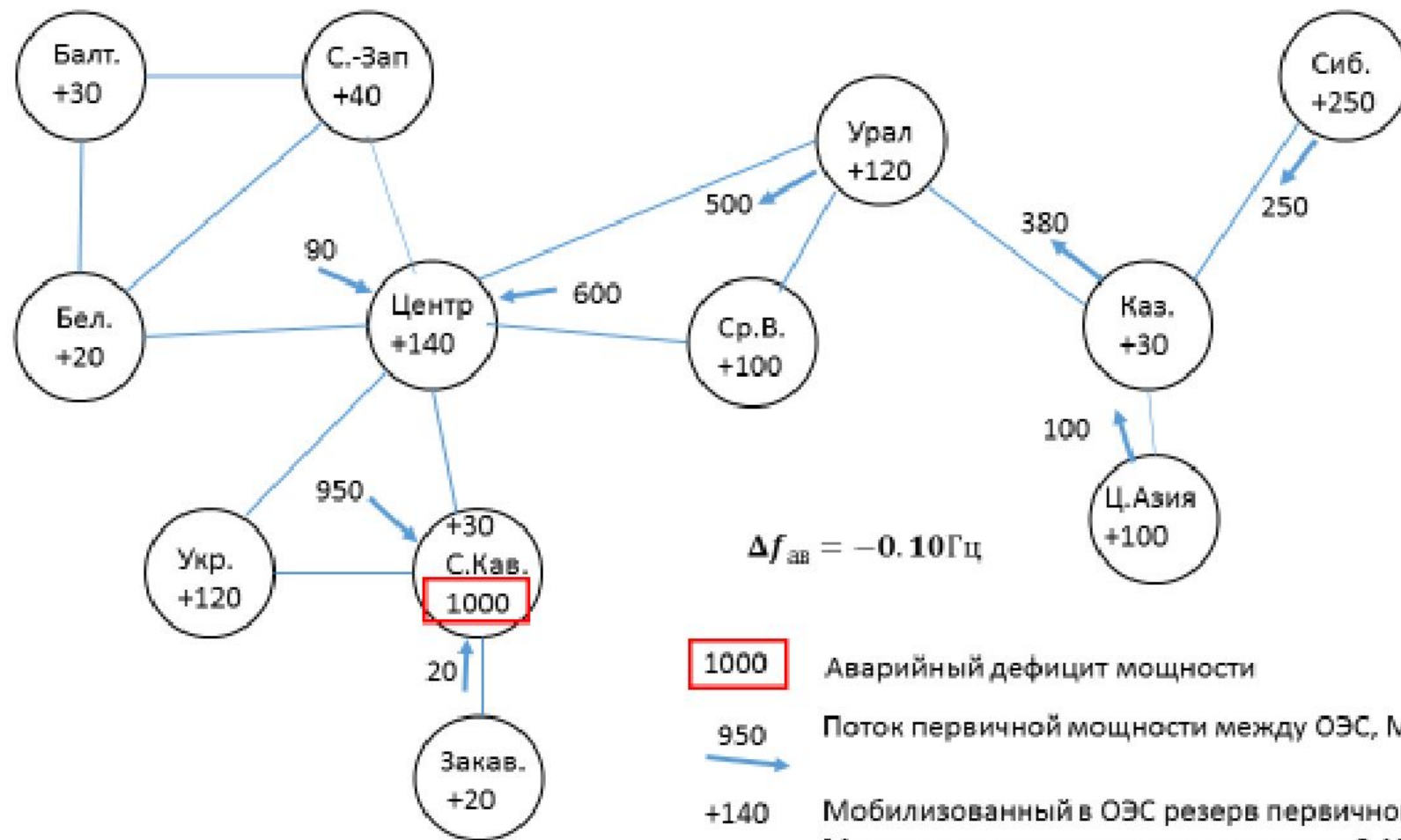
Первичное регулирование частоты (ПРЧ) — процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием только первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Общее первичное регулирование (ОПРЧ) - первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций (энергоблоков) с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами.

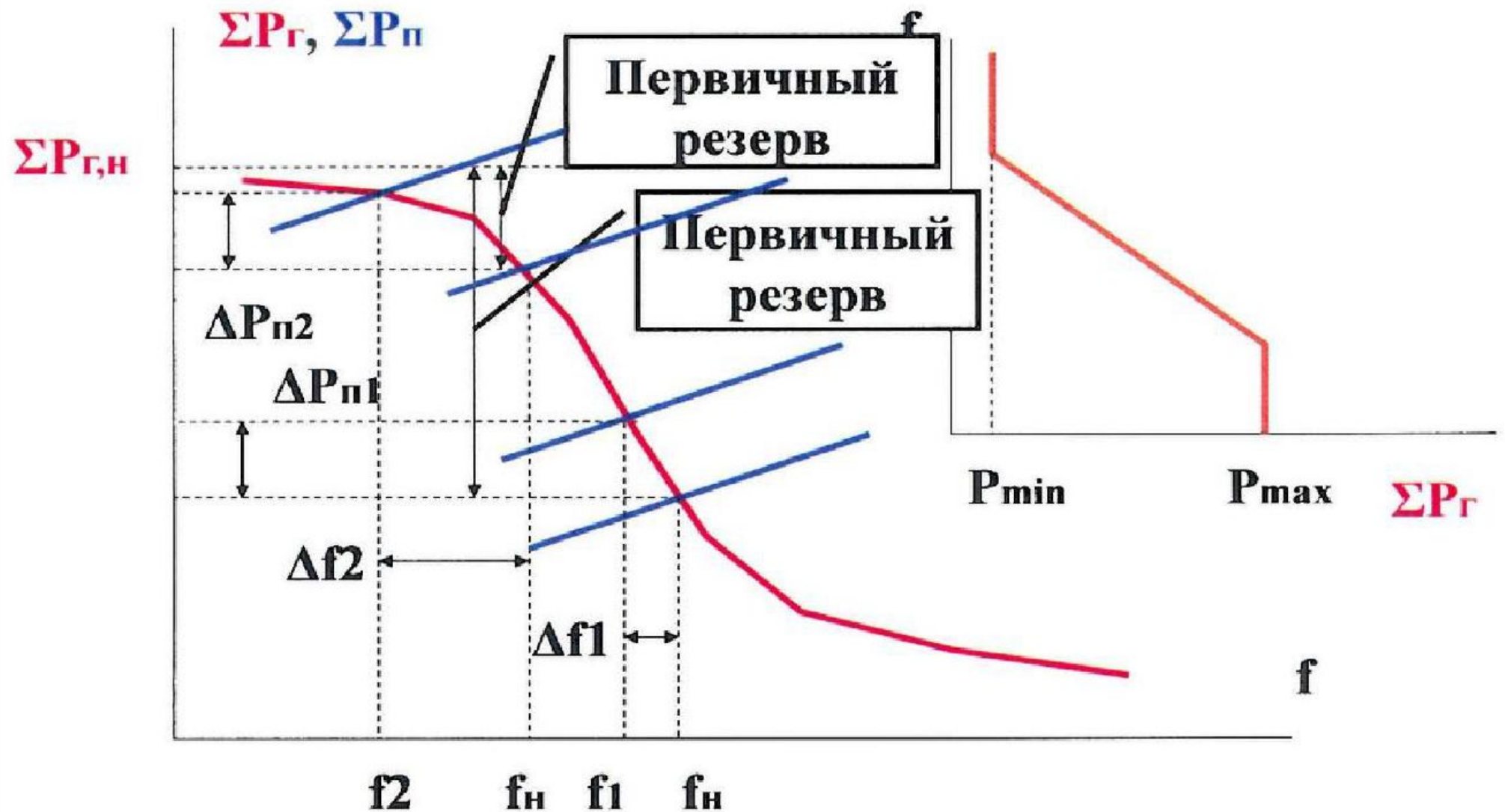
Нормированное первичное регулирование (НПРЧ) - первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) НПРЧ, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования. К использованию в НПРЧ могут привлекаться ГЭС, ГАЭС, ТЭС, АЭС, удовлетворяющие требованиям НПРЧ по НТД:

- зона нечувствительности не должна превышать ± 10 мГц;
- минимальное значение мертвой полосы не должно превышать ± 10 мГц;
- диапазон регулирования: $\pm 5\%$ $P_{ном}$ – для нормальных режимов, $\pm 12,5\%$ $P_{ном}$ – для аварийных режимов;
- система регулирования должна обладать возможностью задания статизма (4 - 6) % с дискретностью не более 0,5%.

АРЧМ. Компенсация аварийного дефицита мощности в ЕЭС России.



АРЧМ. Первичное регулирование частоты



Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ)

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности начинается после действия первичного и предназначено для:

- автоматического или оперативного восстановления заданного значения частоты;
- восстановление заданного значения внешнего перетока мощности;
- восстановление резерва первичного регулирования частоты.

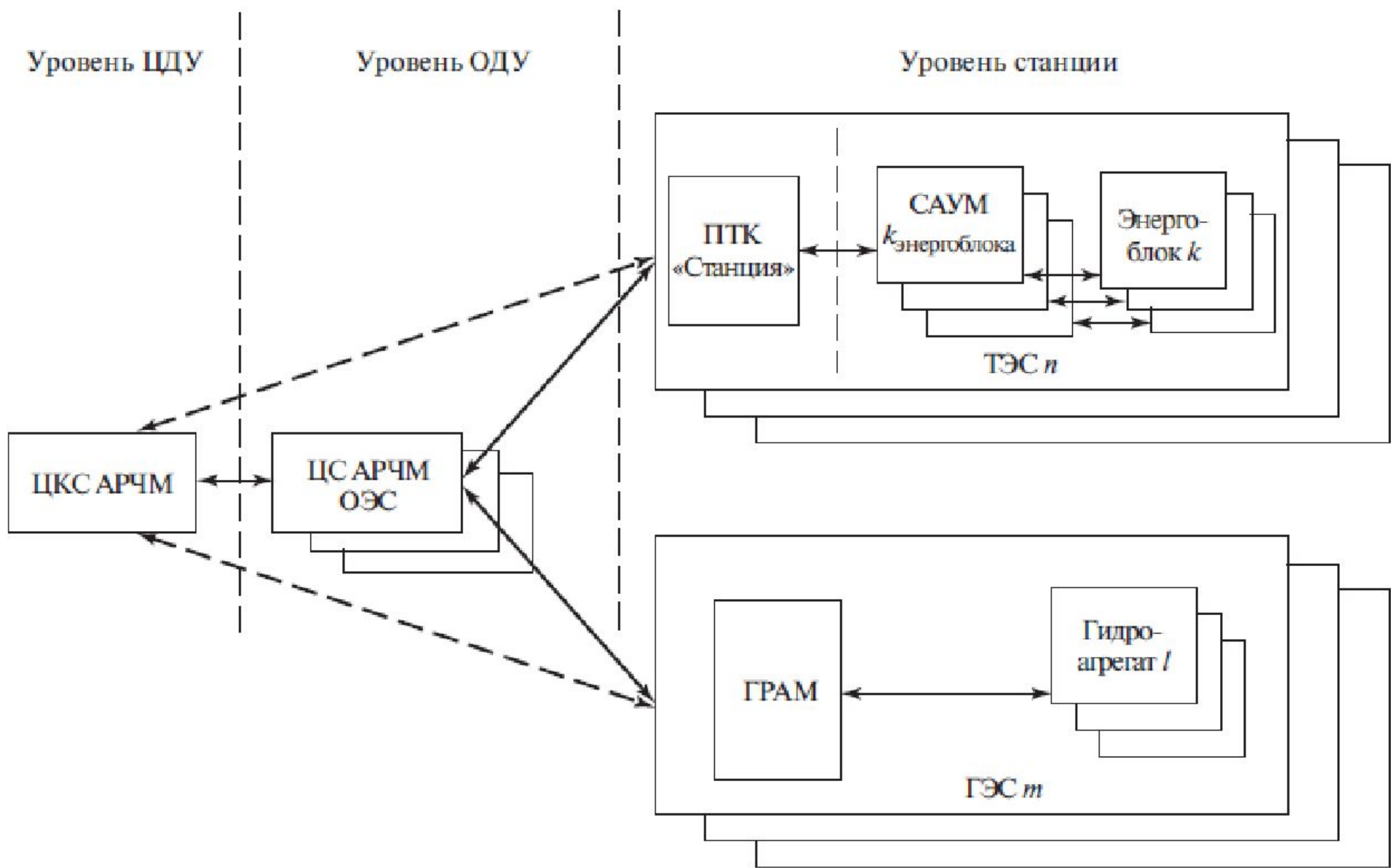
К вторичному регулированию предъявляются требования:

- **селективность** - способность к покрытию небаланса мощности в собственной области регулирования на фоне колебаний частоты и обменной мощности, вызванных небалансами также и в других регионах синхронной зоны;
- внутренние нарушения баланса мощности областей регулирования должны устраняться средствами вторичного регулирования соответствующих областей за время не более 15 минут.

Вторичное автоматическое регулирование частоты осуществляется путем изменения мощности энергоблоков специально выделенных для этого регулирующих станций под воздействием сигналов от центрального регулятора. Предъявляются следующие требования:

- резерв вторичного регулирования не менее $\pm 5\% P_{ном}$ (дополнительно к диапазону первичного регулирования);
- скорость изменения мощности при этом должна быть не менее $1\% P_{ном}/мин$, но не более $4\% P_{ном}/мин$.

Структура централизованной иерархической системы АВРЧМ



Функционал централизованной иерархической системы АВРЧМ

Комплексное автоматическое регулирование частоты и перетока мощности осуществляется комплексным регулятором АВРЧМ по пропорционально-интегральному закону

$$\Delta P_{н.п} = \frac{1}{T_{и}} \int_0^t \Delta P_{р} dt = \frac{1}{T_{и}} \int_0^t (k_{п.п} \Delta P_{с} + k_{п.ч} \Delta f) dt.$$

1. Автоматическое астатическое регулирование частоты (режим АРЧ) в энергообъединении, состоящем из ЕЭС России и работающих синхронно с ней энергосистем стран СНГ и Балтии, осуществляемое в настоящее время ЦКС АРЧМ ЕЭС постоянно воздействием на регулирующие ГЭС и энергоблоки напрямую или через ЦС АРЧМ ОЭС:
2. Автоматическое ограничение (по условию устойчивости) перетоков мощности (режим АОП) по слабым внутренним и внешним сечениям энергообъединения.
3. Автоматическое регулирование суммарного перетока по внешним связям энергообъединения (энергосистемы) с коррекцией по частоте (режим АРПЧ). Положительными приняты повышение частоты и экспорт мощности для сальдо. Частотная коррекция — величина отрицательная.
4. Регулирование режима ЕЭС путем реализации команд от ЦКС АРЧМ ЕЭС с приоритетом собственных АОП. Этот режим является также основным режимом работы для ЦС АРЧМ ОЭС.

Алгоритмы АВРЧМ - АРЧ

Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования, вычисляемой по формуле:

$$G = - k_{п.ч.} \times \Delta f, \text{ МВт},$$

где $k_{п.ч.}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте синхронной зоны, МВт/Гц.

Алгоритмы АВРЧМ – внешний переток

Внешний переток активной мощности — максимально возможная по системным ограничениям величина сальдо (алгебраическая сумма) перетоков электрической мощности в определенную зону. При регулировании внешнего перетока области регулирования должно обеспечиваться выявление и ликвидация только внутренних небалансов мощности области регулирования, которые должны ликвидироваться за время не более 15 мин.

$$P_{\text{сальдо}} = P_{\text{потр}} + \pi - P_{\text{ген}}$$

Внешний переток области регулирования должен приниматься положительным при приеме активной мощности в область регулирования, отклонение частоты должно приниматься положительным при ее превышении заданного значения (ошибка регулирования G положительна при возникновении в области регулирования дефицита генерируемой активной мощности).

Алгоритмы АВРЧМ - АРПЧ

Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G , вычисляемой по формуле:

$$G = \Delta P_c + k_{п.ч.} \times \Delta f, \text{ МВт,}$$

где ΔP_c – отклонение перетока от заданного, $\Delta P_c = P_c - P_{с.з.}$,

где P_c – фактический внешний переток области регулирования,

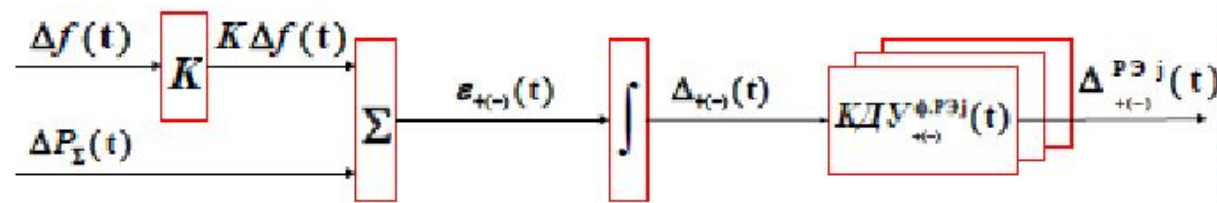
$P_{с.з.}$ – заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт;

$\Delta f = f - f_3$ – отклонение частоты f от заданного значения f_3 ;

$k_{п.ч.}$ - коэффициент передачи по частоте.

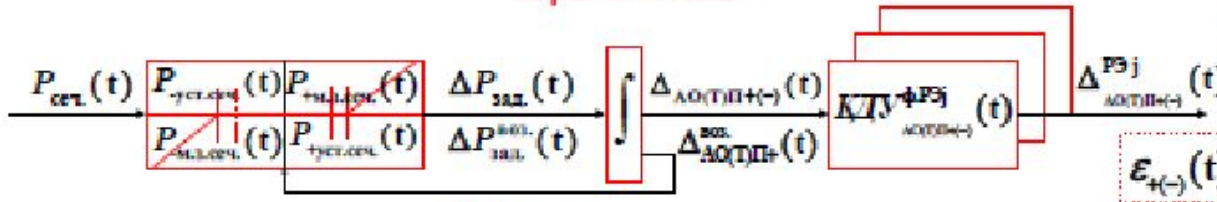
Если положить $k_{п.ч.}$ равным статизму системы, т.е. $k_{п.ч.} = \Delta P / \Delta f$, то будет обеспечиваться требование селективности ликвидации неплановых отклонений сальдо перетока мощности в объединенной энергосистеме.

Регулятор



$$\Delta P_{\text{эл}}(t) = \begin{cases} P_{\text{уст.сел}}(t) - P_{\text{сел}}(t) \text{ и } \varepsilon_{+(-)}(t) = 0, \text{ если } P_{\text{сел}}(t) \geq P_{\text{уст.сел}}(t) \\ 0 \text{ и } \varepsilon_{+(-)}(t) = 0, \text{ если } P_{\text{сел}}(t) \geq P_{\text{мл.сел}}(t) \\ 0, \text{ если } P_{\text{мл.сел}}(t) > P_{\text{сел}}(t) > P_{\text{мл.сел}}(t) \\ 0 \text{ и } \varepsilon_{+(-)}(t) = 0, \text{ если } P_{\text{сел}}(t) \leq P_{\text{мл.сел}}(t) \\ P_{\text{уст.сел}}(t) - P_{\text{сел}}(t) \text{ и } \varepsilon_{+(-)}(t) = 0, \text{ если } P_{\text{сел}}(t) \leq P_{\text{уст.сел}}(t) \end{cases}$$

Ограничитель



$$\Delta_{\text{АО(Т)П+(-)}}^{\text{РЭ}j}(t) = KДУ_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{\text{Ф.РЭ}j}(t) \Delta_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{(\text{воз})}(t)$$

$$\varepsilon_{+(-)}(t) = K\Delta f(t) + \Delta P_{\Sigma}(t) > 0 (< 0) \quad \Delta_{+(-)}^{\text{РЭ}j}(t) = KДУ_{+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t) \Delta_{+(-)}(t)$$

Обозначения:

$$\Delta_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{(\text{воз})}(t) = \frac{1}{T_{\text{АО(Т)П}}^{(\text{воз})}} \int_{\tau=0}^t \Delta P_{\text{эл}}^{(\text{воз})}(\tau) d\tau$$

$$\Delta P_{\text{эл}}^{(\text{воз})}(t) = \begin{cases} 0, \text{ если } P_{\text{мл.сел}}(t) \leq P_{\text{сел}}(t) \text{ или } P_{\text{сел}}(t) \leq P_{\text{мл.сел}}(t) \text{ или } P_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{\text{сум.эл}}(t) = 0 \\ P_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{\text{сум.эл}}(t), \text{ если } P_{\text{мл.сел}}(t) > P_{\text{сел}}(t) > P_{\text{мл.сел}}(t) \text{ и } P_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{\text{сум.эл}}(t) \neq 0 \end{cases}$$

$$KДУ_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t) = \frac{KДУ_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t)}{\sum_{j=1}^N KДУ_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t)}$$

$$\Delta_{+(-)}(t) = \frac{1}{T} \int_{\tau=0}^t \varepsilon_{+(-)}(\tau) d\tau$$

$P_{\text{сел}}(t)$ - переток по контролируемому сечению в момент t ;
 K - частотный коэффициент ЭЭС; j - номер РЭ;

$KДУ_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t)$ - КДУ заданные АО(Т)П РЭ j на загрузку (разгрузку) в момент t ;

$\Delta f(t)$ - отклонение частоты ЭЭС в момент t ; $\varepsilon_{+(-)}(t)$ - отклонение регулируемого параметра (системная ошибка) в момент t ; T - постоянная времени интегрирования;

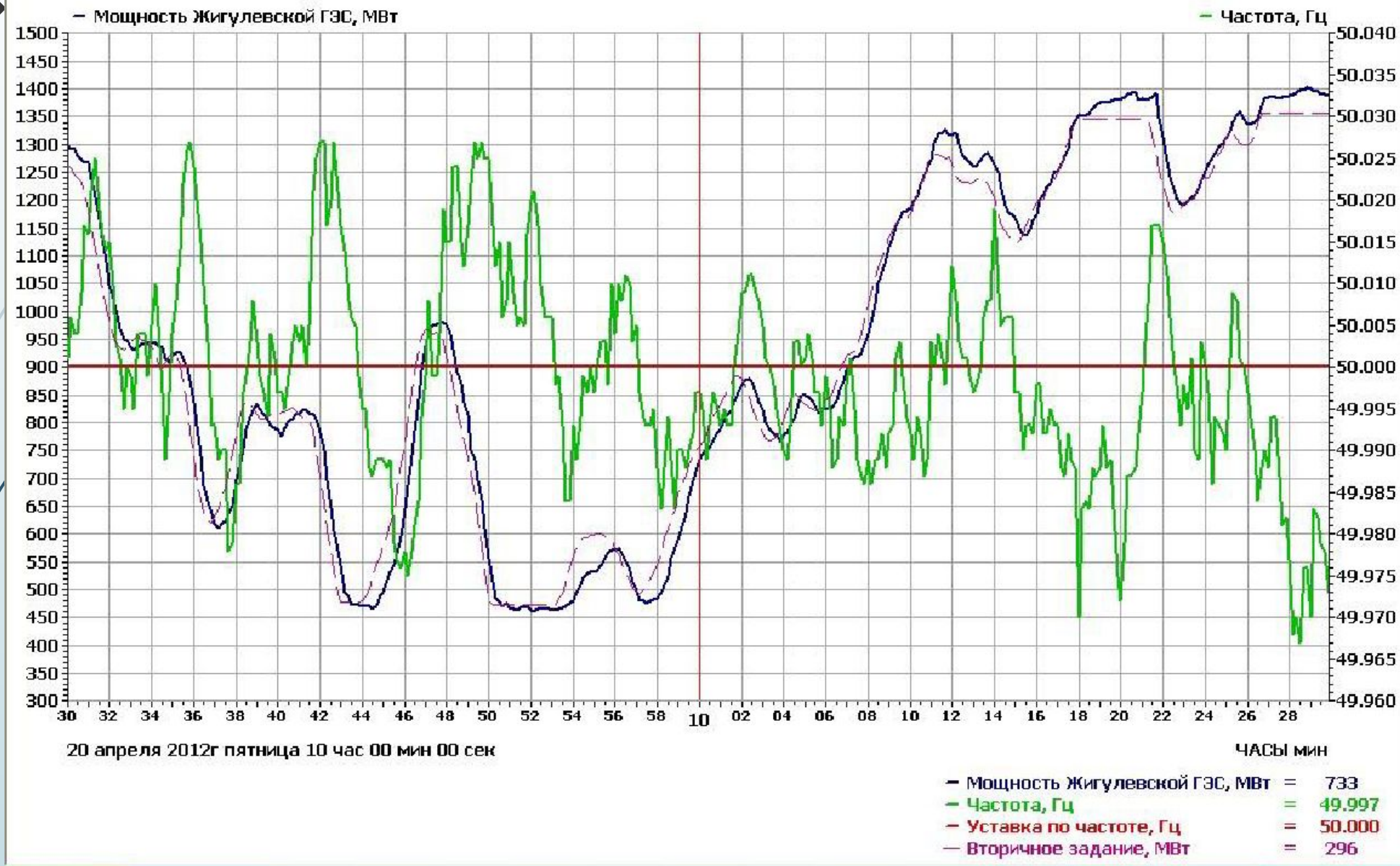
$\Delta P_{\Sigma}(t)$ - сальдо переток ЭЭС в момент t ; $KДУ_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{Ф.РЭ}j}(t)$ - КДУ фактические (АО(Т)П) РЭ j на загрузку (разгрузку);

$\Delta_{+(-)}(t)$ - суммарный сигнал от регулятора АРЧМ в момент t ; $\Delta_{(\text{АО(Т)П})+(-)}^{\text{РЭ}j}(t)$ - сигнал от регулятора (ограничителя) ЦКС АРЧМ на РЭ j на загрузку (разгрузку) в момент t ;

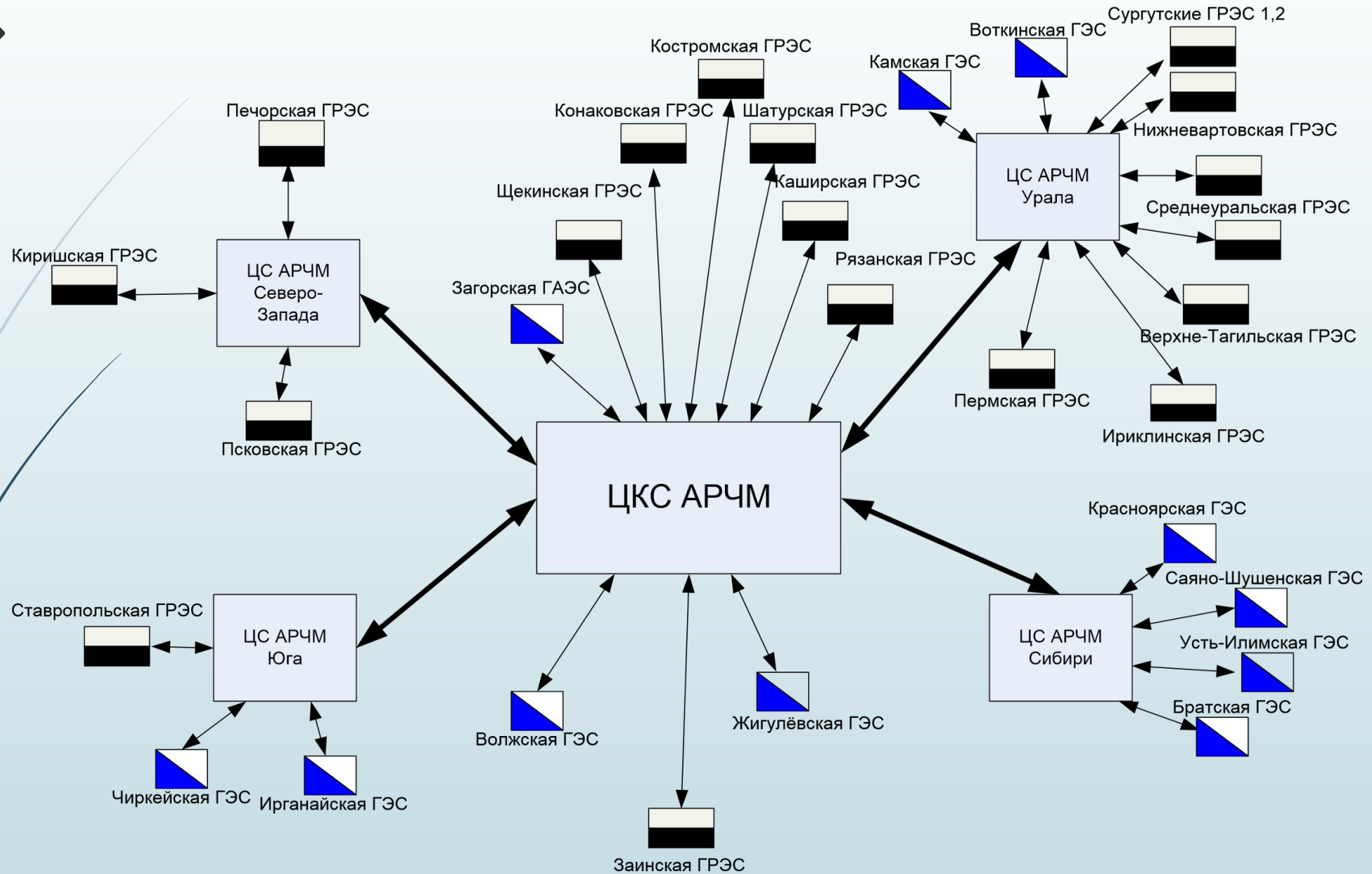
$P_{+(-)\text{уст.сел}}(t)$, $P_{+(-)\text{мл.сел}}(t)$ - верхние (нижние) уставки по перетоку и по зоне минимального запаса для контролируемого сечения в момент t ;

$\Delta P_{\text{эл}}^{(\text{воз})}(t)$, $\Delta_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{(\text{воз})}(t)$, $P_{\text{АО(Т)П+(-)} }^{\text{сум.эл}}(t)$ - задания (возврата), приращение задания (возврата) и суммарное накопленное задание ограничителя в момент t ;

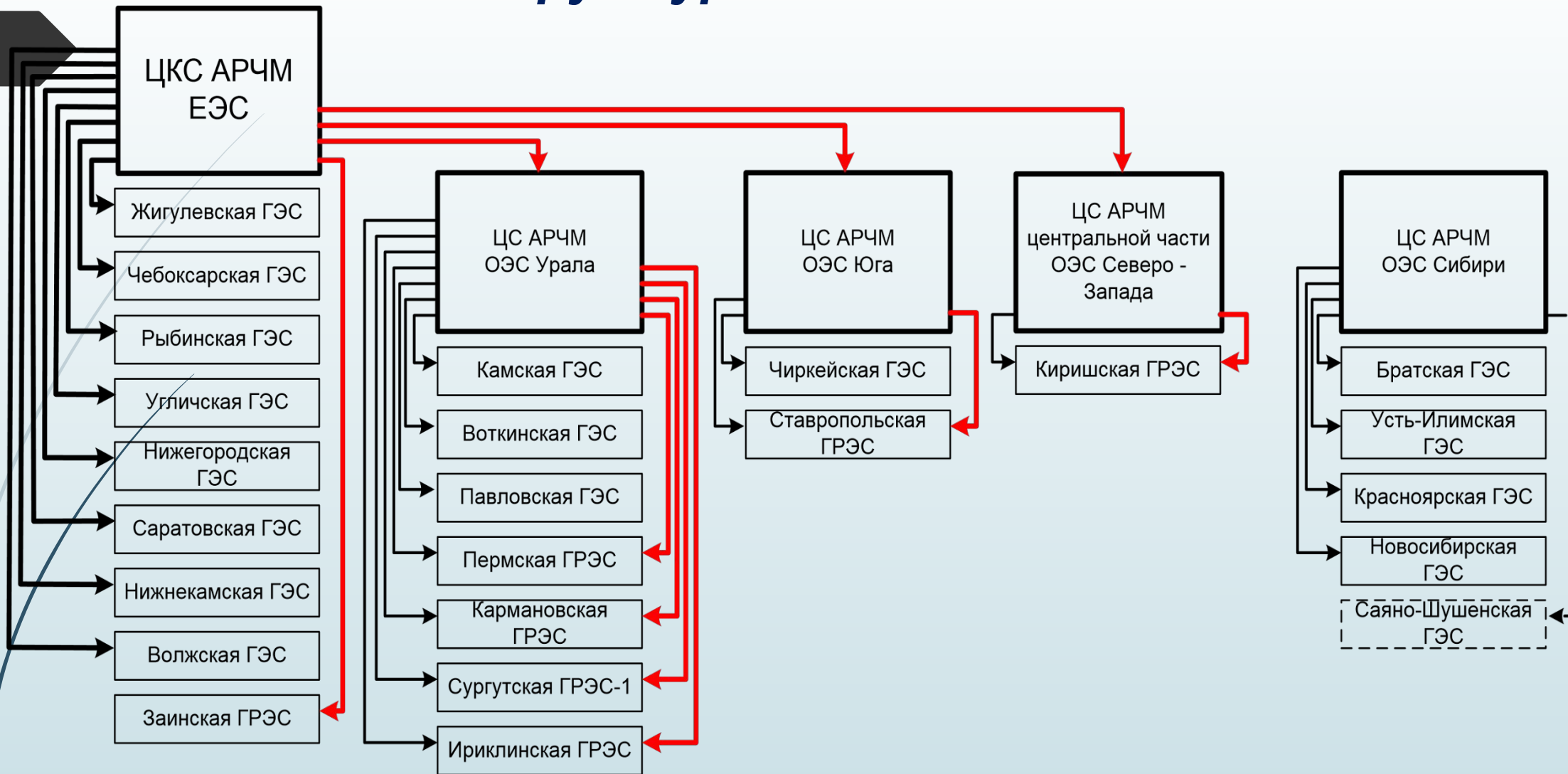
Пример реализации управляющих воздействий ИС АВРЧМ.



Состав и структура ИС АВРЧМ ЕЭС РФ (на 2020 г.)

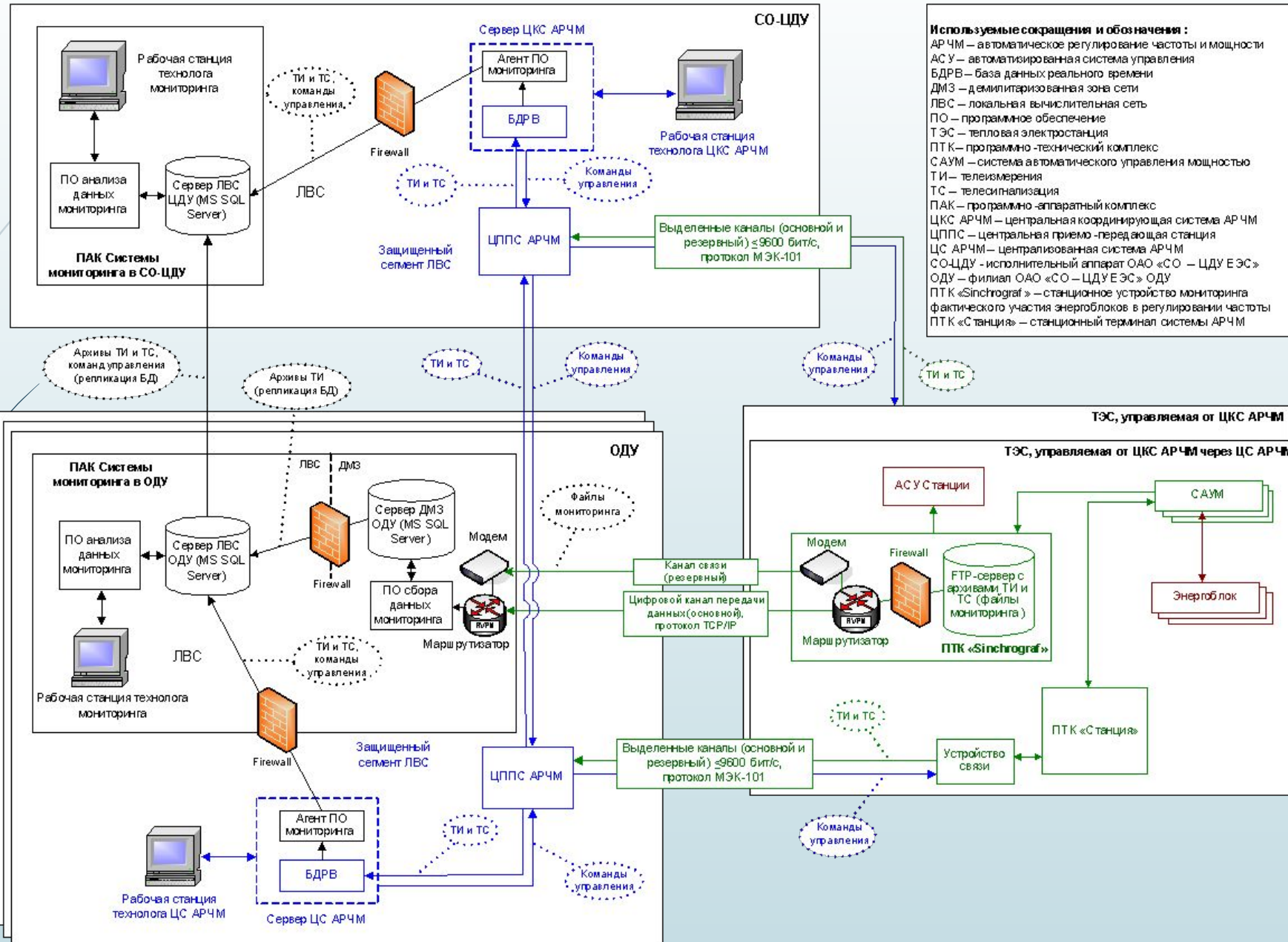


Состав и структура системы АВРЧМ ЕЭС



- Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС
- Управление энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС
- Управление от ЦС АРЧМ ОЭС
- - - - - Управление от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири выведено до восстановления ГА

Архитектура системы АВРЧМ в ЕЭС России



Интерфейс контроля перетока в опасных сечениях

06.11.2005 12:46:09) Контроль перетоков опасных сечений (ДУ Св...)

Сечение	Тек	Макс	Загр	Разгр
Центр, Украина - СК	В Р →	797	1180	1804
Украина - СК	Р →	487	1899
СГЭС	Р →	172		1521
Ю Г	О Р →	1454	2450	1521
РЭ - КЭ	О Р →	456	1519
КЭ - РЭ	Р ←	207		1519
ЗАПАД	О Р ←	42	720	1521
ВЛ-507, 502, 330-21	Р →	683	700	1519
ВЛ-507, 01, 17	В Р →	1208	1400	1371
ВЛ-29 + 06/07	В Р →	492	500	970
ВЛ-330 Дербентская	↓	219	300	
ВЛ-29+06/07+Дербент	В Р →	273	700	970
Центр - СК 1	→	310	0	
Центр - СК 2	Р →	1302		
Генерация ВдАЭС	Р ←	1019	0	

Состояние оборудования

Сечение	Тип оборудования	Состояние
Всё	Всё	Всё

Тип	Название		
ЛЭП 500кВ	ВдАЭС-Южная	●	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-501 (СГЭС-Центральная)	●	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-502 (СГЭС-Тикорец)	●	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-505 (ВдАЭС-Тикорец)	●	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-507 (ВдАЭС-Буденновск)	●	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-509 (Шахты-ВдАЭС)	●	●
ЛЭП 500кВ	Волга-Южная	●	●
ЛЭП 500кВ	Победа-Домбасс	●	●
ЛЭП 500кВ	Шахты-Победа	●	●
ЛЭП 330кВ	«Дербентская» (Дербент-Яма)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-01 (Армавир-НГРЭС)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-05 (Моздок-Прохладная)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-06/07 (Владикавказ-2 - Черконт-330)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-08 (Черконт-Мая-Кала)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-09 (Дербент-Мая-Кала)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-12 (ГЭС-4-Ставрополь-330)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-14 (СГЭС-Армавир)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-15 (СГЭС-Армавир)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-17 (СГЭС-Ставрополь-330)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-18 (Ставрополь-330-Благодарная)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-19 (Благодарная-Прикумск)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-20 (Кропоткин-Армавир)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-21 (Кропоткин-Тикорец)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-23 (В-500 - В-2)	●	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-28 (ГЭС-4-НГРЭС)	●	●

Состояние оборудования

Сечение	Загр	Разгр	
Центр, Украина - СК			
Тип	Название	Загр	Разгр
АЭС	Волгодонская	0	
ГРЭС	Новочеркасская	345	5
ГРЭС	Ставропольская	150	600
ГРЭС 330кВ	Невинномысская	25	318
ГЭС	Цимленская	7	143
ГЭС	КПЭС-2	184	0
ГЭС	КПЭС-3	87	0
ГЭС	КПЭС-4	50	0
ГЭС	Егорьевская	30	0
ГЭС	Землянская	5	10

Требования к программному обеспечению (ПО) АВРЧМ

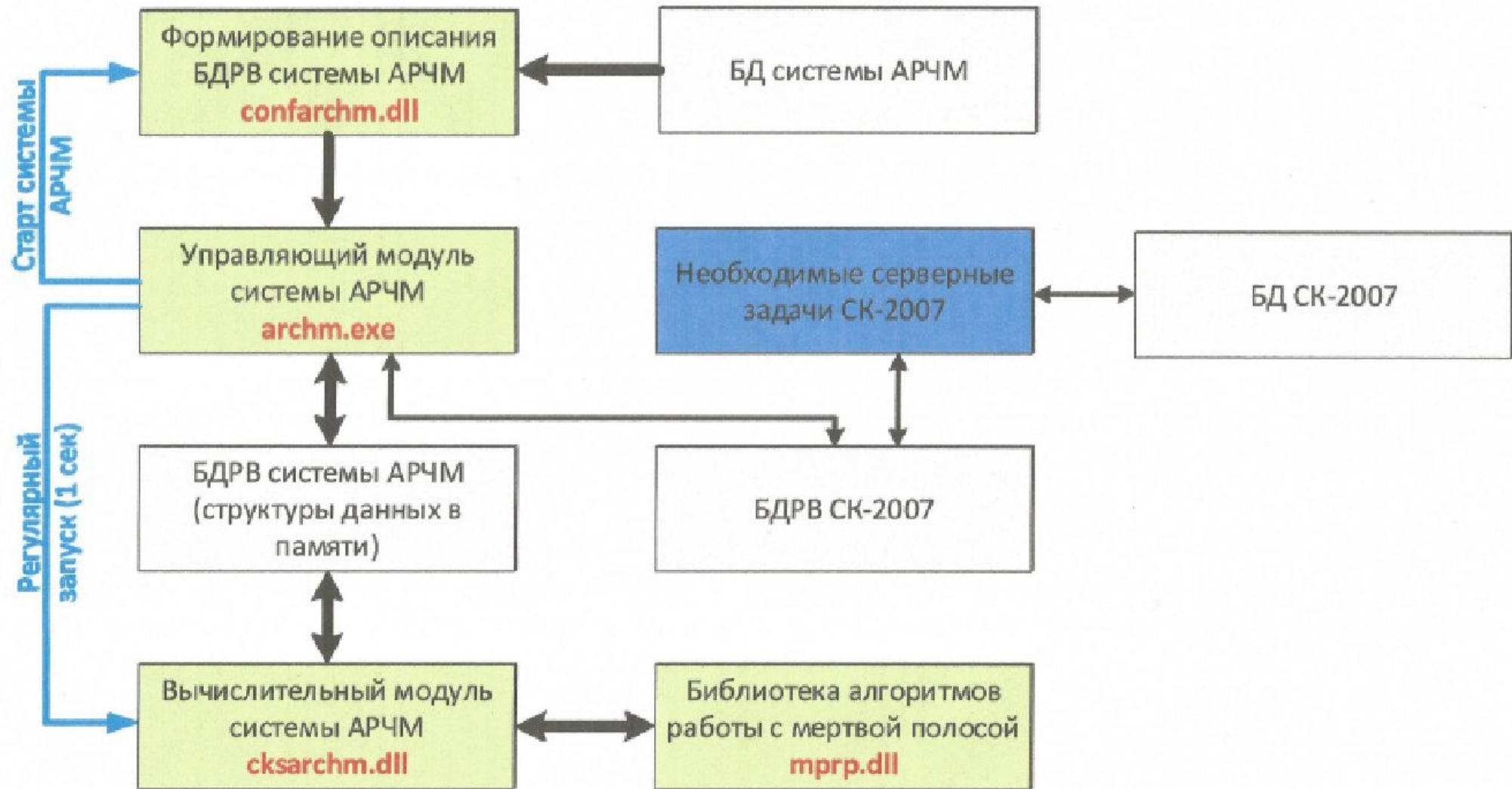
К программному обеспечению автоматического вторичного регулирования частоты и мощности предъявляются весьма высокие требования, потому что:

- величина отклонения частоты от номинальной является важнейшим показателем степени надежности ЕЭС,
- должна быть обеспечена многофункциональность ПАК АРЧМ.

В управляющих вычислительных комплексах ЦКС и ЦС АРЧМ предусматриваются:

- настройка регуляторов частоты и перетоков активной мощности для реализации требуемого качества и быстродействия АВРЧМ;
- задание в регуляторах частоты и перетоков активной мощности ограничений для каждой ГЭС по величине вторичного задания ГЭС и скорости его изменения, согласованных с допустимыми параметрами изменения мощности гидроагрегатов;
- задание коэффициентов долевого участия каждой ГЭС;
- блокировка централизованного управления для каждой электростанции при фиксации неисправностей с соответствующим пересчетом долей остальных электростанций, участвующих в АРЧМ.

Блок-схема взаимодействия СПО и УВК АРЧМ



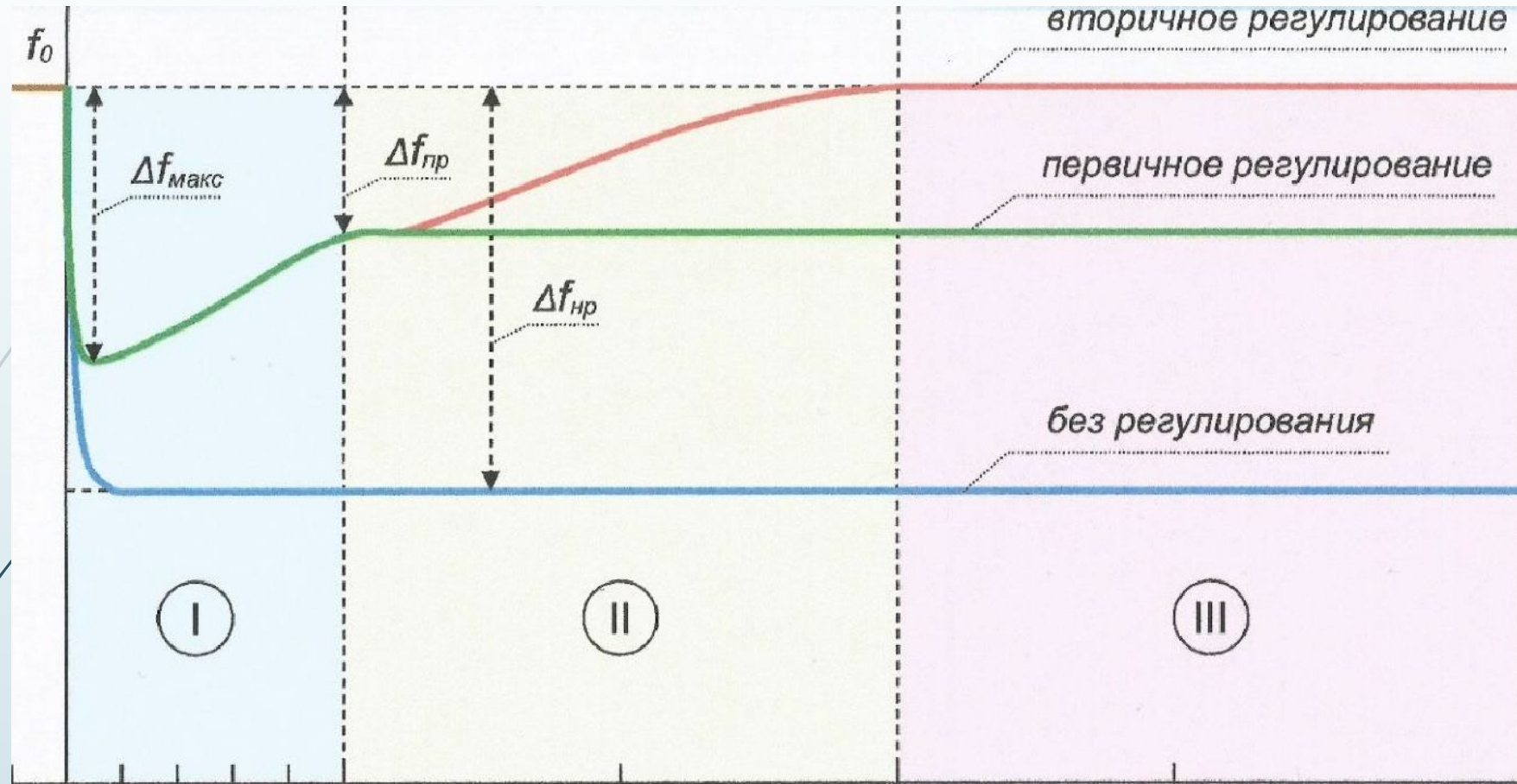
АРЧМ. Третичное регулирование частоты

Третичное регулирование — **оперативное** регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях (например, для оптимизации распределения нагрузок между электростанциями при изменившейся нагрузке потребителей).

Резерв третичного регулирования - часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для третичного регулирования.

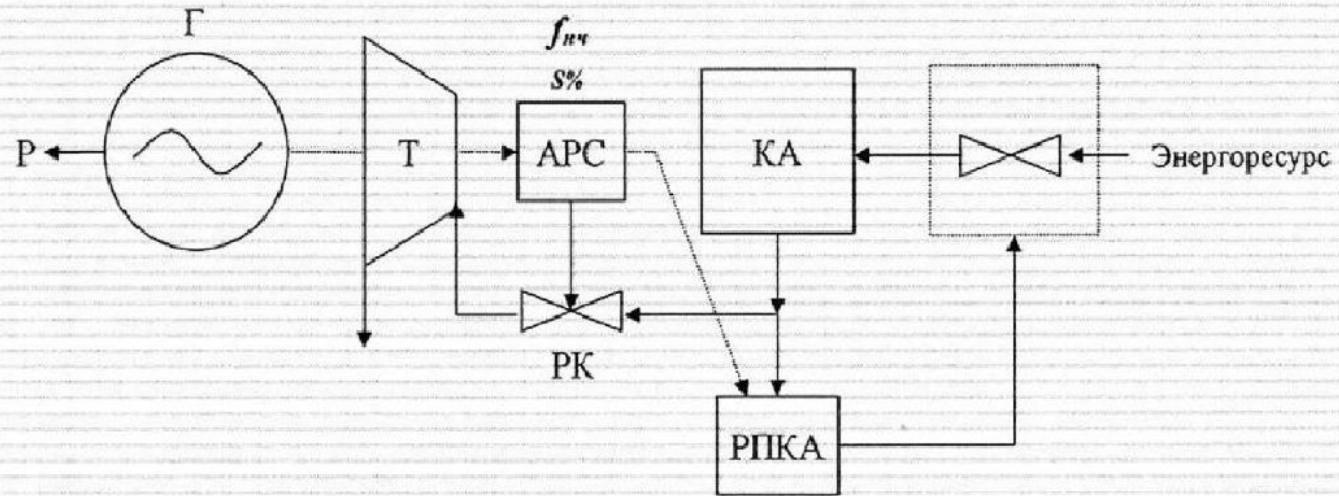
К **«минутному резерву»** относится третичная регулирующая мощность, получаемая пуском/остановом гидроагрегатов (ГЭС, ГАЭС), переводом ГАЭС из генераторного в насосный режим и наоборот, загрузкой (разгрузкой) работающих газомазутных энергоблоков и энергоблоков АЭС в пределах регулировочного диапазона.

АРЧМ. Изменение частоты при ее регулировании



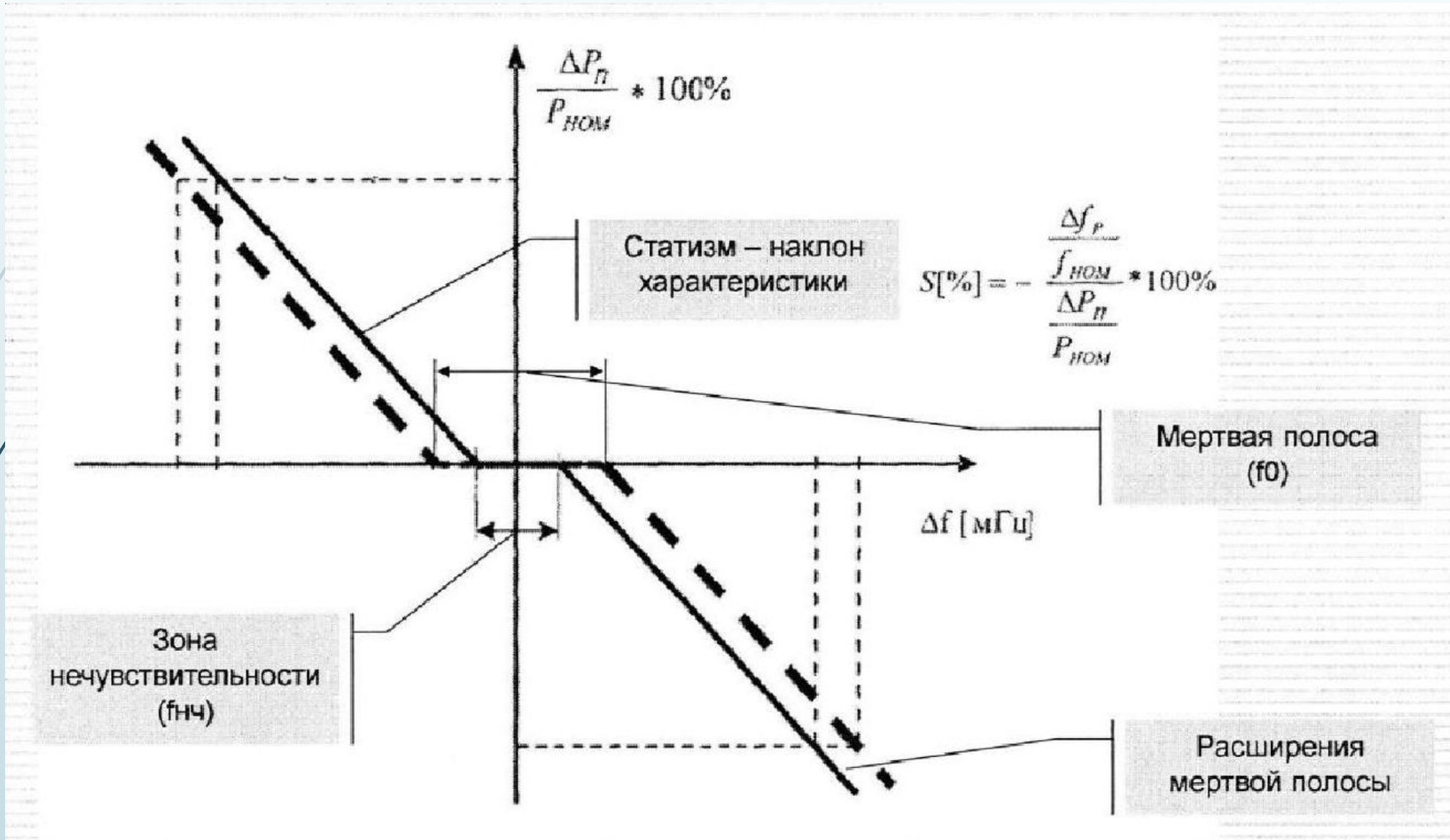
- I. Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины первичным регулированием
- II. Восстановление нормальной частоты вторичным регулированием и ослабление действия первичного регулирования
- III. Восстановление истраченного вторичного резерва третичным регулированием

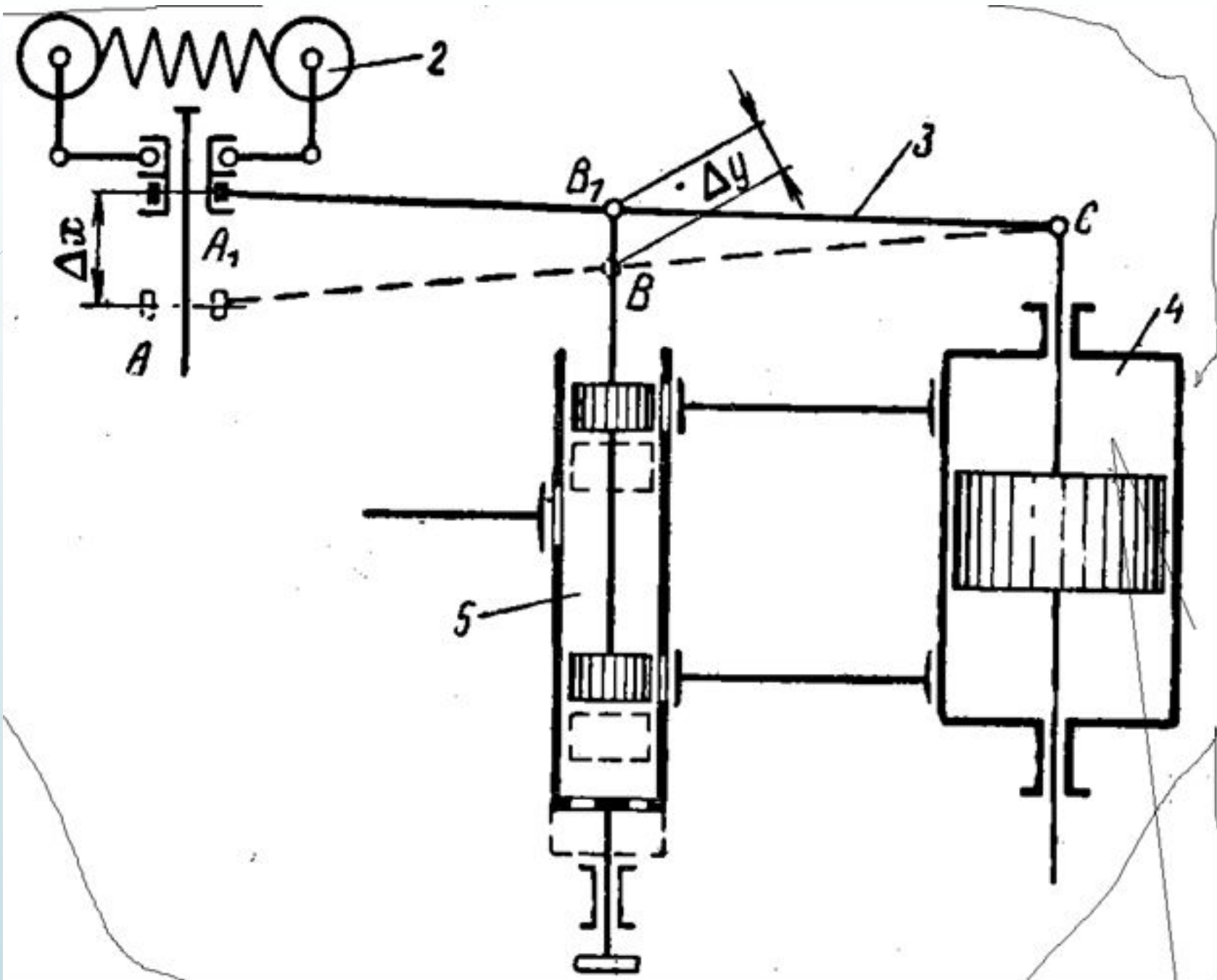
АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины



- **Г** - генератор; **Р** - отдаваемая им мощность;
- **Т** - турбина; **РК** - регулирующие клапаны;
- **АРС** - автоматический регулятор скорости турбины;
- **КА** - котлоагрегат, реактор;
- **РПКА** - регулятор производительности котлоагрегата;
- **$f_{нч}$** ; **$S\%$** - зона нечувствительности по частоте и статизм АРС - параметры, определяющие меру участия в первичном регулировании.

АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины





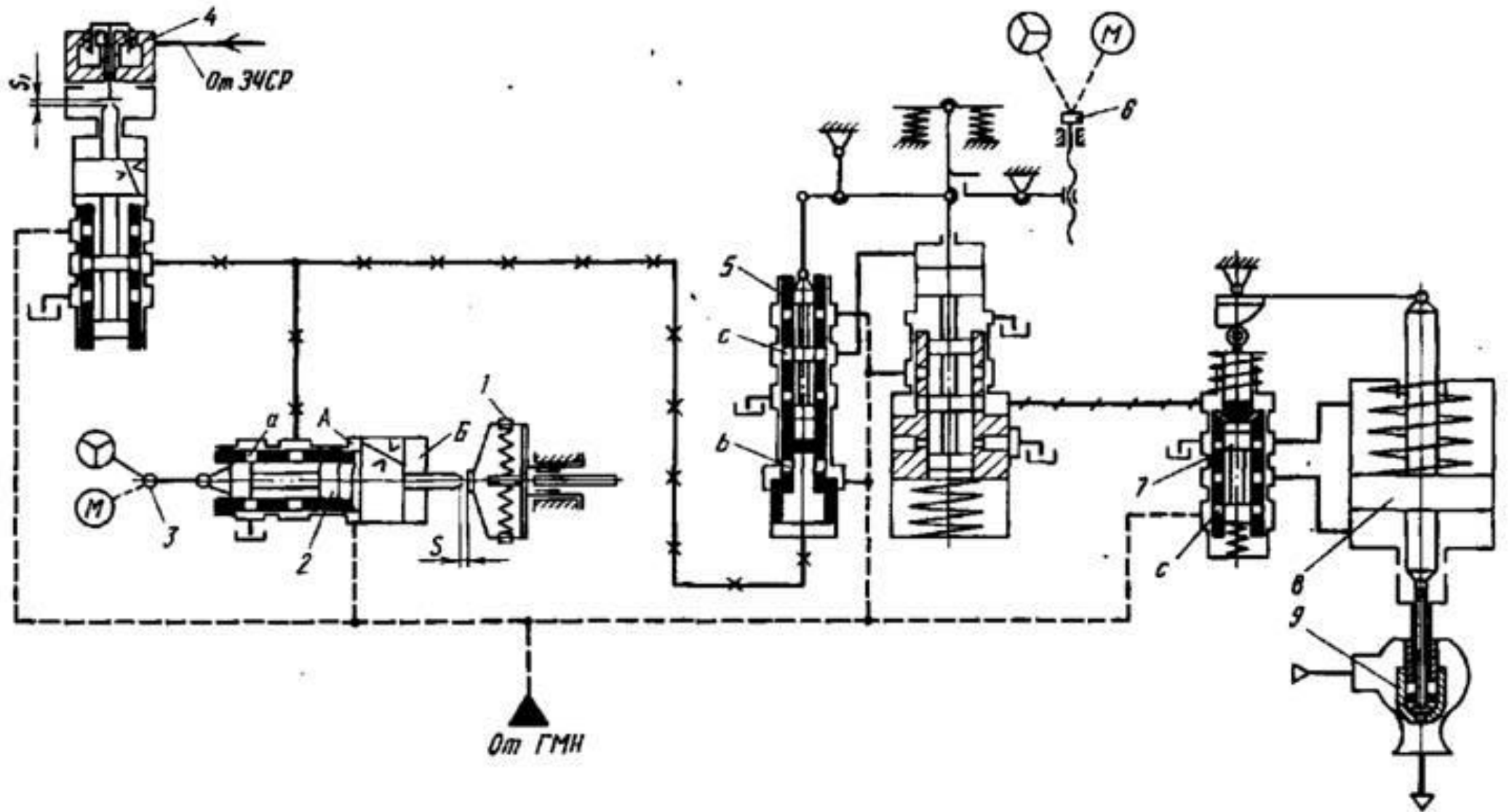
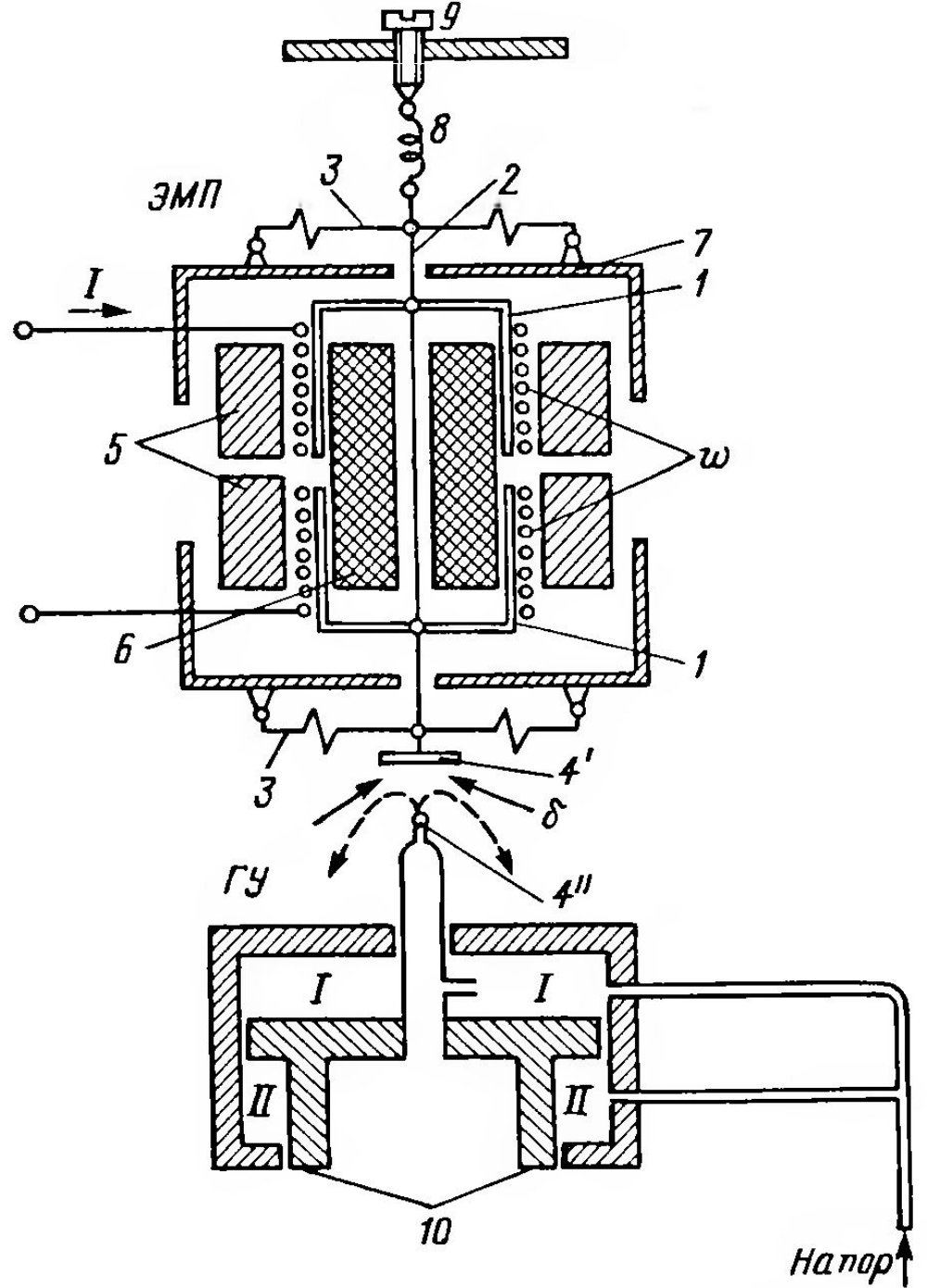


Рис. 1.5. Принципиальная схема регулирования мощной паровой турбины:
 1—центробежный регулятор частоты вращения; 2—золотник регулятора частоты вращения; 3—механизм управления турбиной; 4—электрогидравлический преобразователь; 5—промежуточный золотник; 6—ограничитель мощности; 7—отсечной золотник; 8—сервомотор; 9—регулирующий клапан

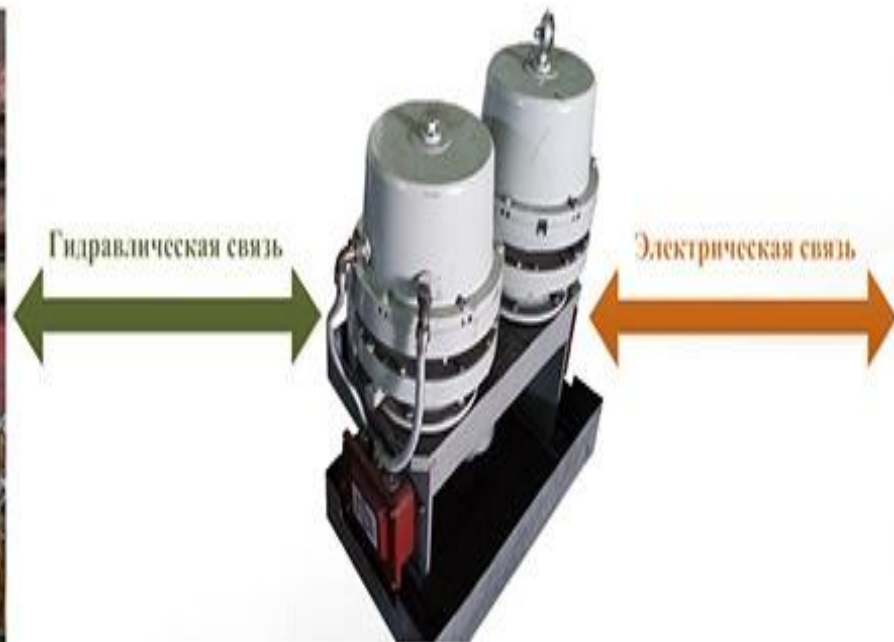


Турбинный цех

Турбоагрегат



Электрогидравлический преобразователь



Шкаф управления приводами с локальной панелью управления

