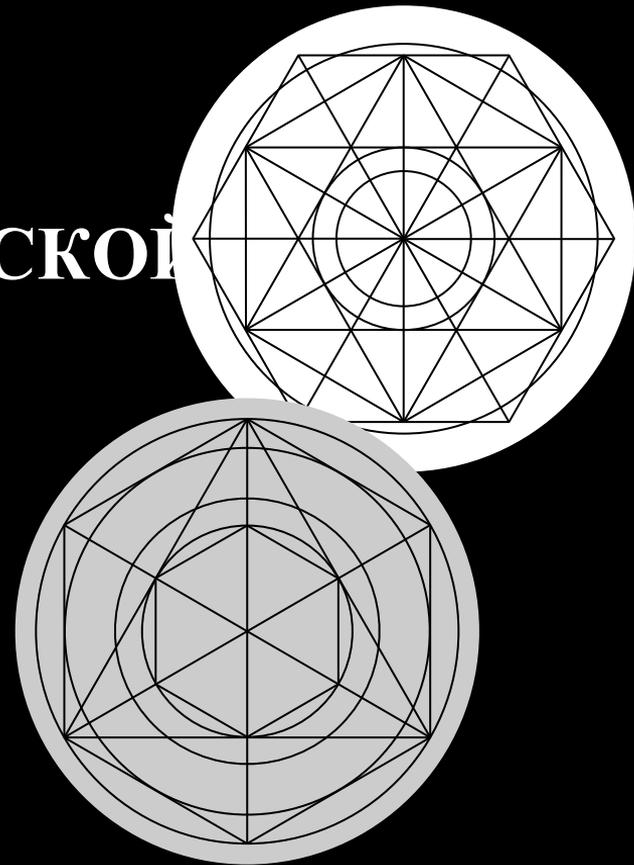


# МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ АНАЛИЗА НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

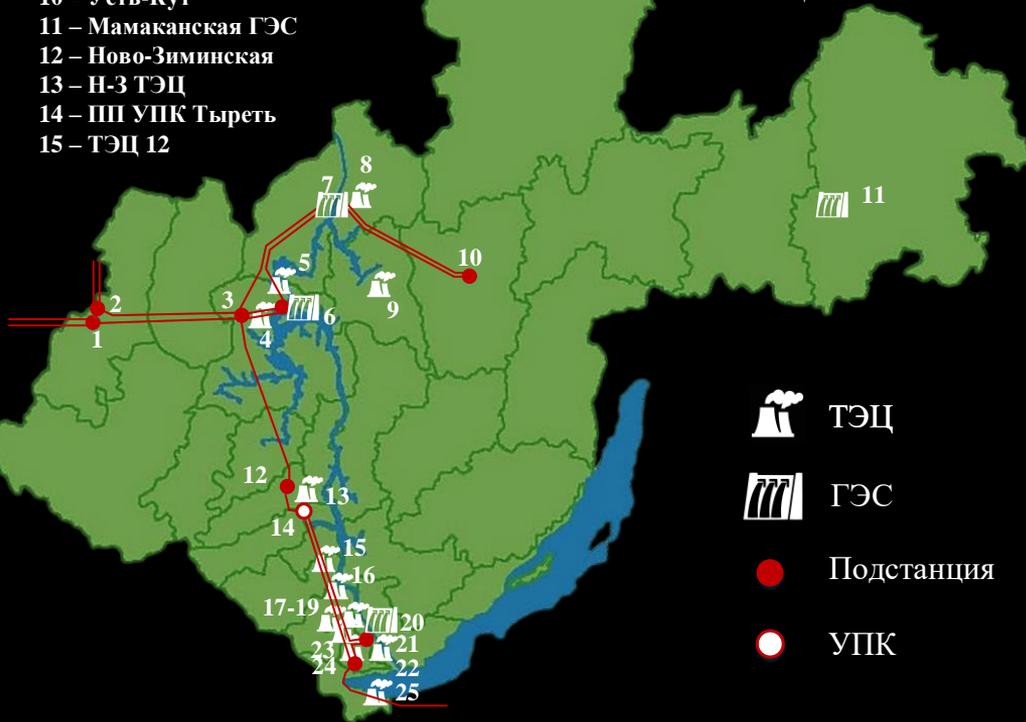
Пискунова В.М., аспирант ИРНИТУ



# ЭНЕРГЕТИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

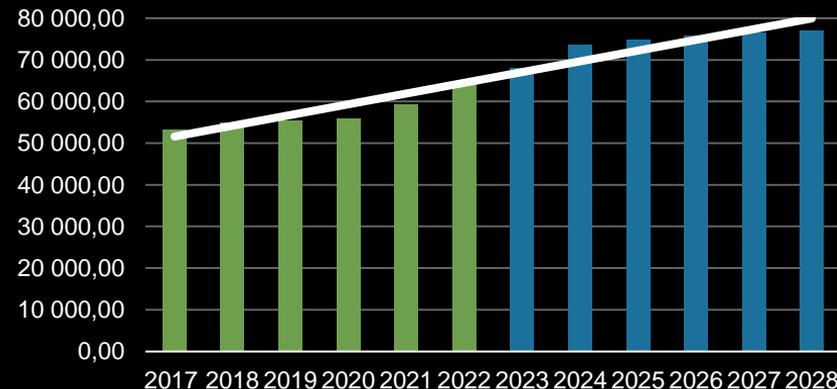
- 1 – Тайшет
- 2 – Озёрная
- 3 – ПП Братский
- 4 – ТЭЦ 6
- 5 – ТЭЦ 7
- 6 – Братская ГЭС
- 7 – Усть-Илимская ГЭС
- 8 – Усть-Илимская ТЭЦ
- 9 – ТЭЦ 16
- 10 – Усть-Кут
- 11 – Мамаканская ГЭС
- 12 – Ново-Зиминская
- 13 – Н-3 ТЭЦ
- 14 – ПП УПК Тыреть
- 15 – ТЭЦ 12

- 16 – ТЭЦ 11
- 17 – ТЭЦ 1
- 18 – ТЭЦ 9
- 19 – ТЭЦ 10
- 20 – Иркутская ГЭС
- 21 – Иркутская
- 22 – Н-И ТЭЦ
- 23 – ТЭЦ 5
- 24 – Чистые ключи
- 25 – ТЭЦ в г. Байкальск



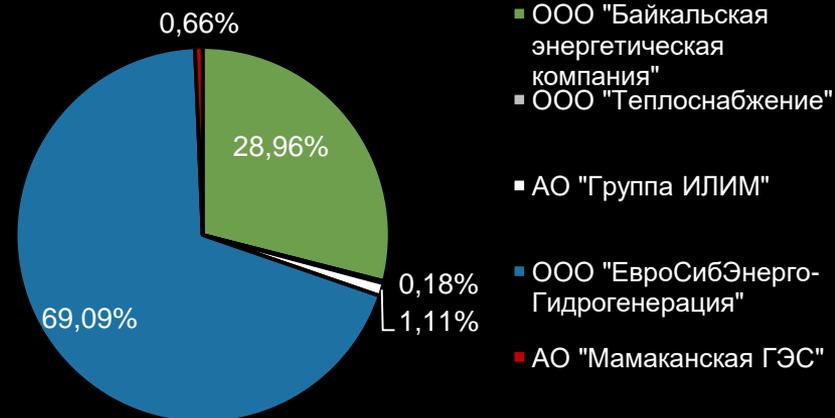
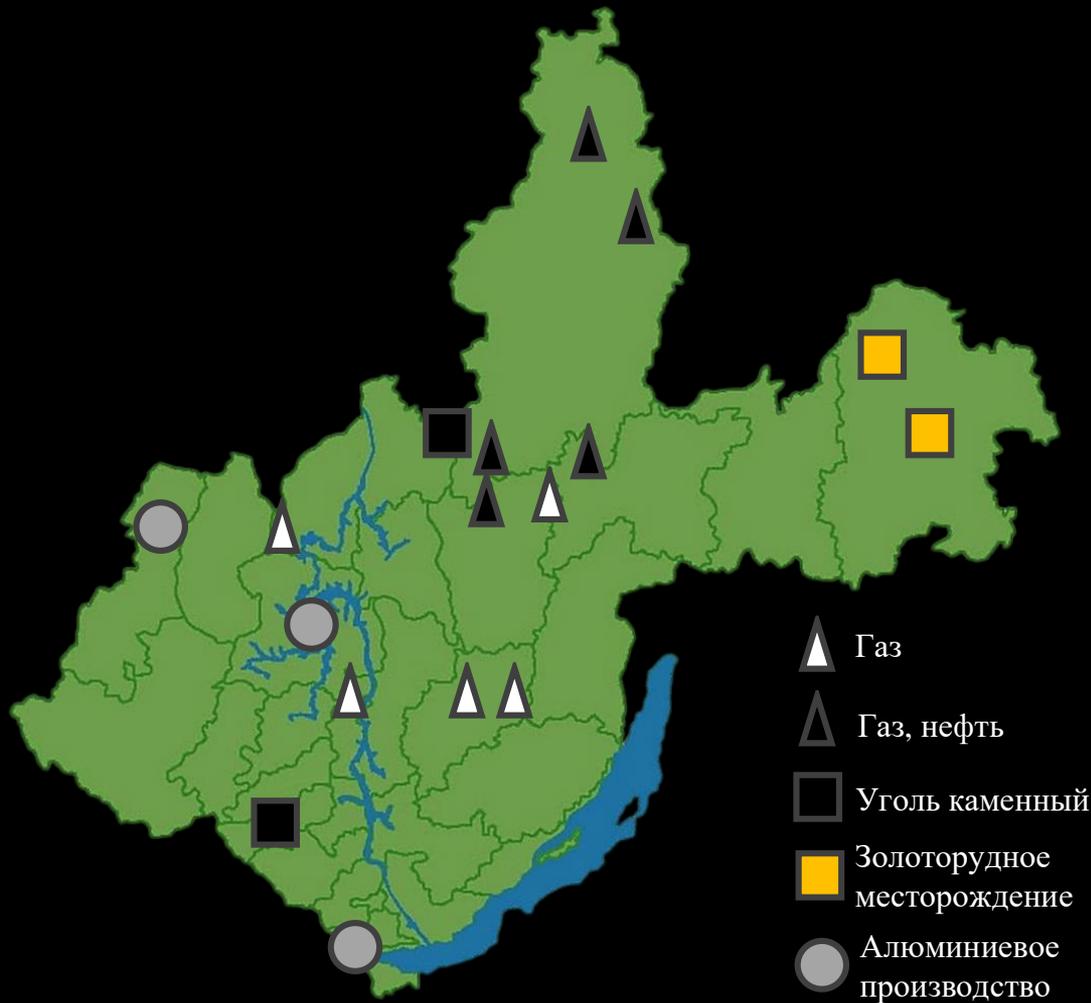
Потребление электрической энергии  
в Иркутской области **установленное** и  
**прогнозное**

млн. кВт.ч



# ЭНЕРГЕТИКА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Доля генерации энергетических компаний в Иркутской области



## Подсистемы



Угольная



Нефтяная и  
нефтепродуктовая



Газовая



Электро-  
энергетическая



Тепло-  
энергетическая

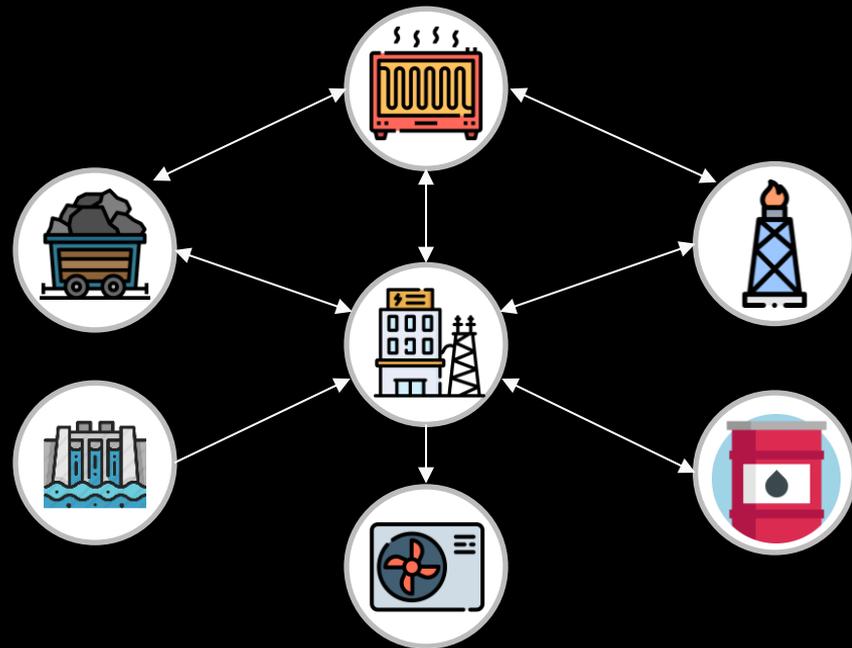


Водо-  
хозяйственная



Хладо-  
энергетическая

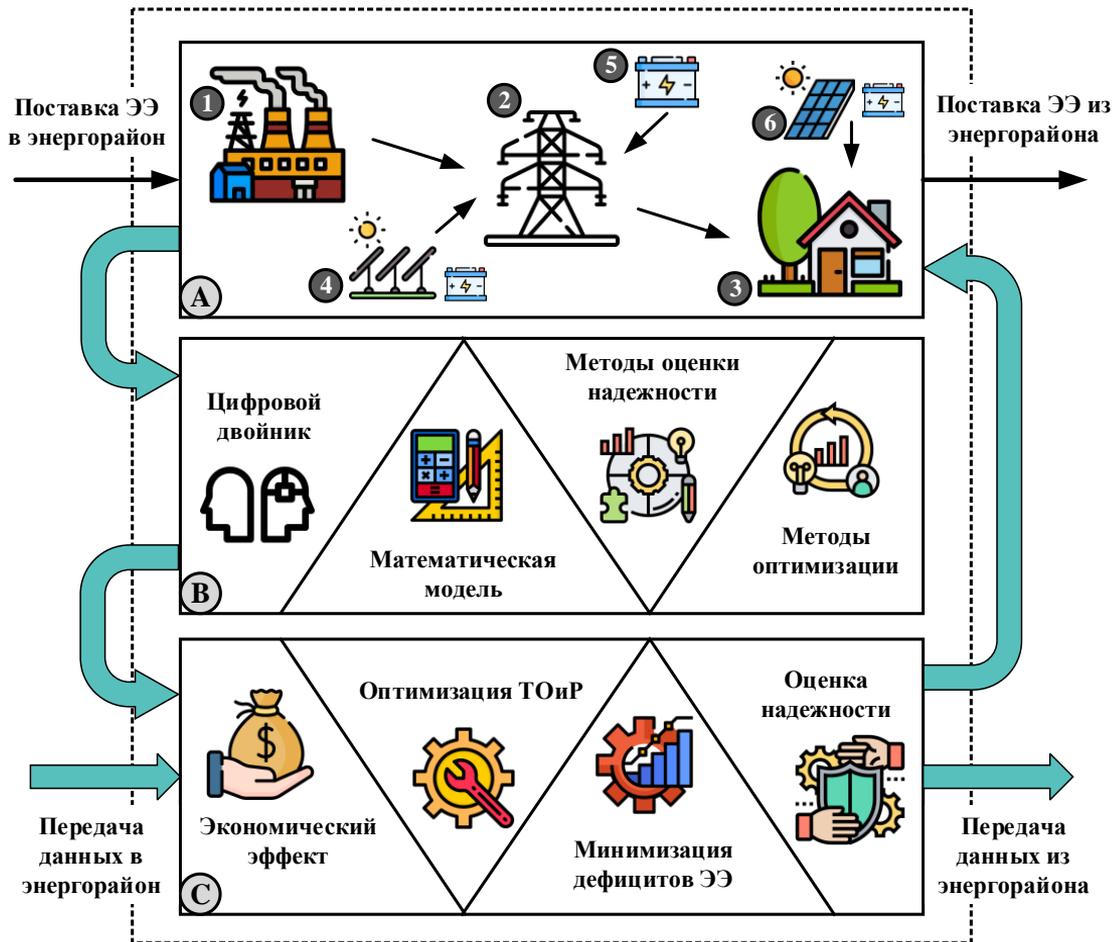
## Взаимодействие подсистем



Как видно из рисунка, все подсистемы связаны с электроэнергетической по односторонней или двусторонней связи.

# МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ МОДЕЛИ

Вся модель подразделяется на семь взаимосвязанных подсистем: нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетическая, теплоэнергетическая, водохозяйственная и хладоэнергетическая.



# ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ МОДЕЛИ

Целевая функция модели - минимизация дефицитов энергии

$$\min q = c_1 \cdot \sum \Delta P_i + c_2 \cdot \sum \Delta T_i + c_3 \cdot \sum \Delta S_i + c_4 \cdot \sum \Delta C_i + c_5 \cdot \sum \Delta G_i,$$

где  $c_1 \dots c_5$  – весовые коэффициенты дефицитов в целевой функции. Они показывают величину штрафов за недопоставку энергоресурса.

# БАЛАНСОВЫЕ УРАВНЕНИЯ

Балансовое уравнение электроэнергии:

$$\sum_{k=1}^K (P_{CHP_{g ik}} + P_{CHP_{c ik}} + P_{TPP_{g ik}} + P_{TPP_{c ik}}) + P_{ji} - \frac{P_{ij}}{k_p} - Cons_{Pi} + \Delta P_i = 0$$

Балансовое уравнение тепловой энергии:

$$\sum_{k=1}^K (T_{CHP_{g ik}} + T_{CHP_{c ik}}) - Cons_{Ti} + \Delta T_i = 0$$

Балансовое уравнение промышленного пара:

$$\sum_{k=1}^K (S_{CHP_{g ik}} + S_{CHP_{c ik}}) - Cons_{Si} + \Delta S_i = 0$$

# БАЛАНСОВОЕ УРАВНЕНИЕ УГЛЯ

$$C + C_{ji} - \frac{C_{ij}}{k_c} - \sum_{k=1}^K (C_{CHP\ ik} + C_{TRP\ ik}) - Cons_{Ci} + \Delta C_i = 0,$$

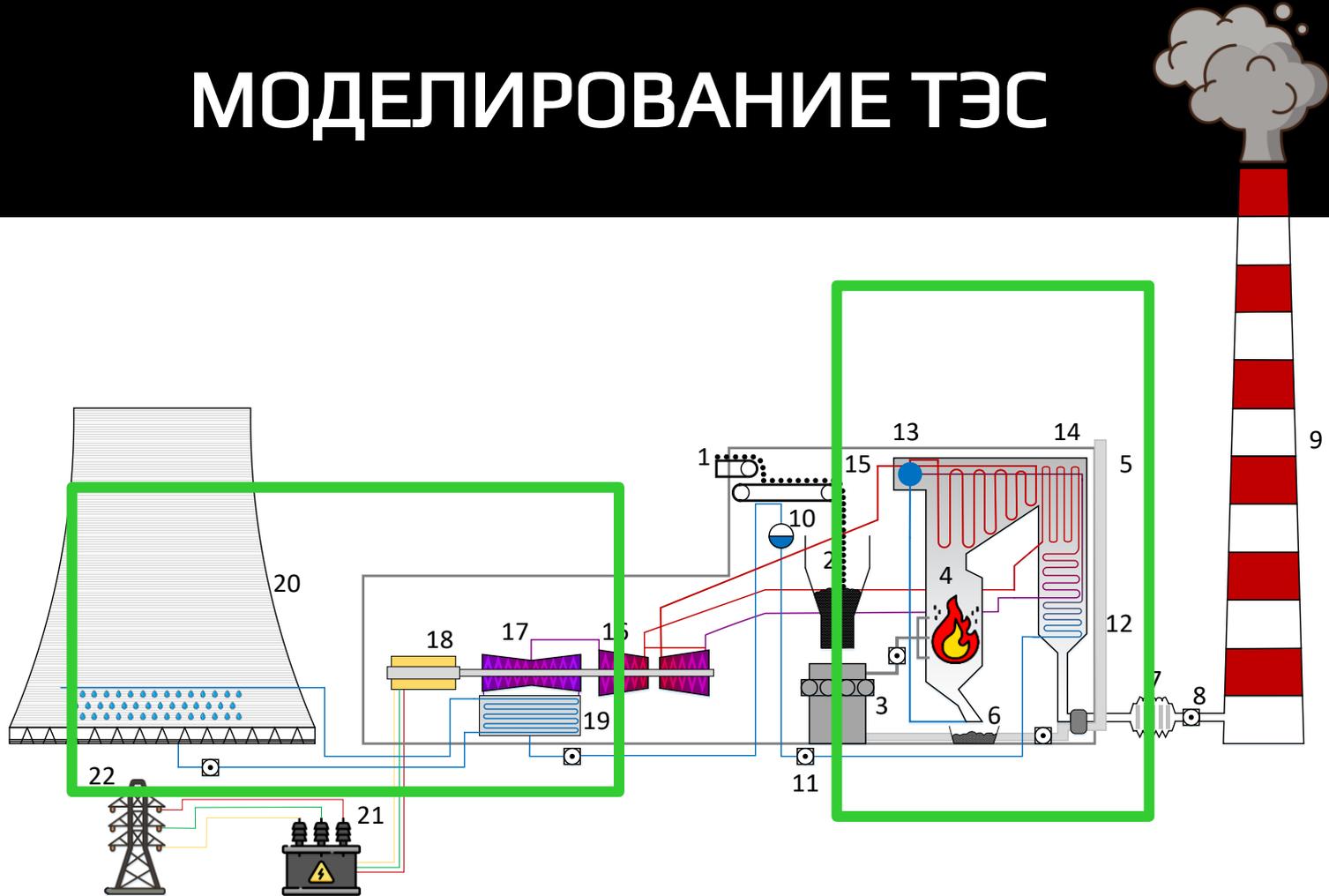
где  $C_{CHP\ ik} = \frac{k_1 \cdot P_{CHP\ cik} + k_2 \cdot S_{CHP\ cik} + k_3 \cdot T_{CHP\ cik} + k_4}{\eta_c \cdot Q_c}$  – количество угля, потребляемое котлоагрегатом  $k$  на ТЭЦ района  $i$ ,  $C_{TRP\ ik} = \frac{k_1 \cdot P_{TRP\ cik} + k_2}{\eta_c \cdot Q_c}$  – количество угля, потребляемое котлоагрегатом  $k$  на КЭС района  $i$ ,  $\eta_c = f(P_{CHP/TRP\ cik})$  – линейное уравнение, описывающее зависимость КПД от нагрузки,  $Q_c$  – теплотворная способность угля,  $k_c$  – коэффициент, учитывающий потери при транспортировке угля.

# БАЛАНСОВОЕ УРАВНЕНИЕ ГАЗА

$$G + G_{ji} - \frac{G_{ij}}{k_g} - \sum_{k=1}^K (G_{CHP\ ik} + G_{TRP\ ik}) - Cons_{gi} + \Delta G_i = 0$$

где  $C_{CHP\ ik} = \frac{P_{CHP\ g\ ik} + k_1 \cdot P_{CHP\ g\ i(k+1)} + k_2 \cdot S_{CHP\ g\ i(k+1)} + k_3 \cdot T_{CHP\ g\ i(k+1)} + k_4}{\eta_g \cdot Q_g}$  – количество газа, потребляемое турбиной  $k$  на ТЭЦ района  $i$ ,  $C_{TRP\ ik} = \frac{P_{TRP\ g\ ik}}{\eta_g \cdot Q_g}$  – количество газа, потребляемое турбиной  $k$  на КЭС района  $i$ ,  $\eta_g = f(P_{CHP/TRP\ g\ ik})$  – нелинейное уравнение, описывающее зависимость КПД от нагрузки,  $Q_g$  – теплотворная способность газа,  $k_g$  – коэффициент, учитывающий потери при транспортировке газа.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЭС



# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЭС

## Турбины типа К

$$Q_0 = a \cdot N + b$$

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт					
	50-60	100	160	200-220	300-330	500-550
a	2,289	2,126	2,033	1,952	1,951	1,933
b	3,4115	6,01	12,73	3,8	3,07	-7,4785

## Турбины типа Т

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт		
	50-60	100-120	175-210
a	1,962	1,959	1,761
b	-0,707	-0,731	-0,691
c	22,831	38,886	71,747

$$Q_0 = a \cdot N + b \cdot Q_m + c$$

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЭС

## Турбины типа ПТ

Коэффициенты	Номинальная мощность турбины, МВт		
	60	80	135
a	1,673	1,842	1,329
b	0,608	0,709	0,567
c	0,264	0,389	0,309
d	21,972	19,316	84,782

$$Q_0 = a \cdot N + b \cdot Q_n + c \cdot Q_m + d$$

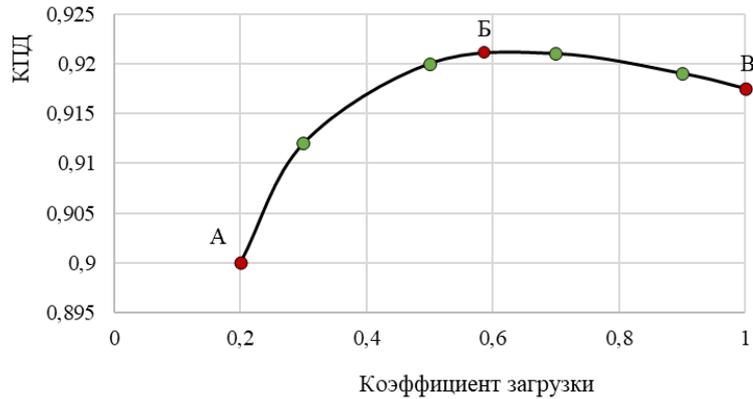
## Турбины типа Р

$$N_{mf} = 0,3081 \cdot Q_n - 18,3913$$

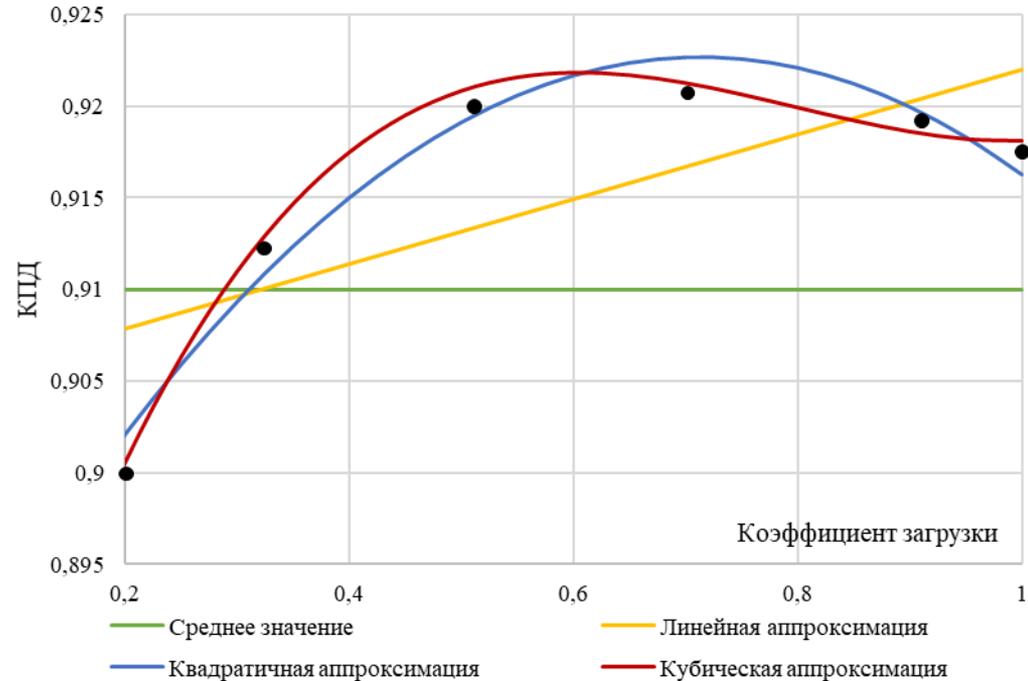
$$Q_0 = 0,2696 \cdot Q_n - 14,8424$$

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЭС

## Котлоагрегаты



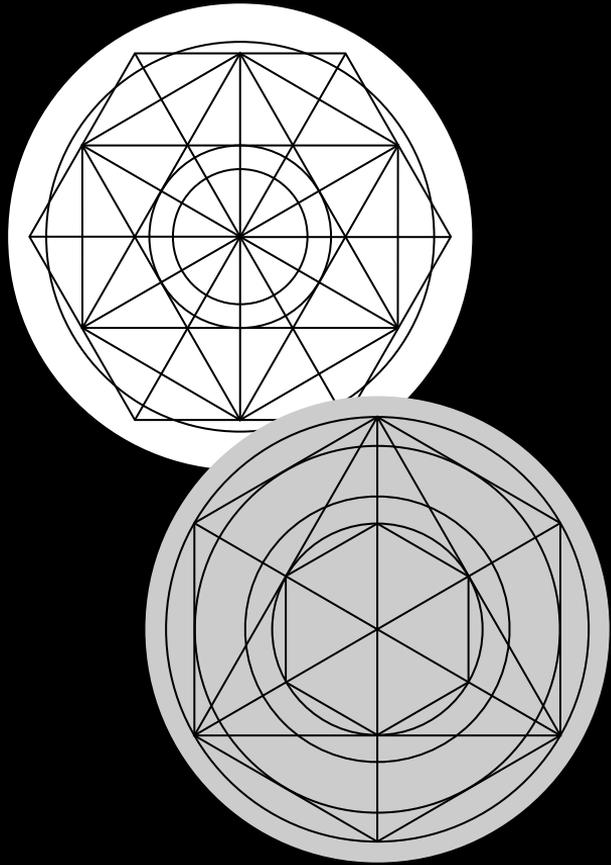
$$B = \frac{Q_0}{\eta_k \cdot Q_m}$$



# МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЭС

## Котлоагрегаты

Метод	Формула	Коэффициент корреляции	Коэффициент детерминации	Средняя ошибка аппроксимации, %
Среднее значение	$\eta_k = 0,91$	-	-	1,0989
Линеаризация	$\eta_k = 0,01769 \cdot \beta + 0,9043$	0,71633	0,51313	0,49492
Квадратичная регрессия	$\eta_k = -0,07796 \cdot \beta^2 + 0,11124 \cdot \beta + 0,88299$	0,97204	0,94486	0,17342
Кубическая регрессия	$\eta_k = 0,1319 \cdot \beta^3 - 0,3155 \cdot \beta^2 + 0,23659 \cdot \beta + 0,86478$	0,99613	0,99228	0,06152



**Спасибо за  
внимание!**

Пискунова В.М., аспирант ИРНИТУ